



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE MADRID
INSTITUTO UNIVERSITARIO DE INVESTIGACIÓN
JOSÉ ORTEGA Y GASSET

Programa de Doctorado:
DERECHO INTERNACIONAL Y RELACIONES
INTERNACIONALES

Título de la Tesis Doctoral:

***“La seguridad de suministro como factor condicionante de
la Política Energética Exterior de la Unión Europea”***

Doctorando:
Gema Rico Rivas

Director de la Tesis:
**Dr. D. Antonio Remiro Brotons
(UAM)**

Madrid, marzo de 2012

Memoria realizada por la Licenciada Dña. Gema Rico Rivas, bajo la dirección del Dr. Don Antonio Remiro Brotons. Sobre el tema La seguridad de suministro como condicionante de la Política Energética comunitaria. Con especial referencia a su repercusión en el diseño de la Política Energética Exterior de la UE, presentada en el mes de marzo de 2012 para la obtención del Grado de Doctora en Derecho.

*A Alejandra, Guille y Guillermo,
mi pequeña-gran familia y el motor de mi día a día
sin cuya existencia este proyecto no hubiera sido posible.
Y a mis padres, que siempre confiaron en mí.*

Agradecimientos

Cuando se inicia un trabajo de este tipo con la perspectiva de que debe durar varios años de investigación, no se es consciente de lo que te puede cambiar la vida en ese periodo de tiempo y la cantidad de apoyos que se van a necesitar. Al comenzar este proyecto, allá por el año 2007, nunca pensé en lo que me podía cambiar la vida en tan poco tiempo con el nacimiento de mis dos hijos. Sin embargo, lo que en principio podía parecer un hándicap motivado por la falta de sueño y el cansancio extremo en determinados momentos, pronto se convirtió en el principal aliciente y en el motor impulsor para la buena marcha de este proyecto. Se tiene la idea, el concepto, de lo que se pretende investigar, pero pronto se da uno cuenta de que una investigación académica es un organismo vivo que va evolucionando, y al que da pena dejar cuando es preciso poner el punto final.

Al hablar de apoyos, yo destacaría en primer lugar mi agradecimiento más profundo al Director de este trabajo, el profesor Doctor Antonio Remiro que con su sentido del humor, generosidad y sabios consejos me ha guiado durante estos años por el devenir del análisis riguroso, y a la profesora Doctora Soledad Torrecuadrada, coordinadora del Programa de Doctorado, madre y mujer trabajadora, que siempre me infundió ánimos para continuar con la elaboración de mi tesis, a pesar de la ingente tarea de compatibilizar la vida familiar, académica y profesional.

También a la Comisión Nacional de Energía que, generosamente, me ha ayudado a llevar a cabo este proyecto y que ha puesto a mi disposición su extenso fondo documental para permitirme obtener una visión global de las principales cuestiones que afectan al ámbito energético en el contexto europeo e internacional.

Asimismo dedico mis agradecimientos a los miembros del Tribunal que han de juzgar esta tesis, por su dedicación e interés por mi trabajo, así como por su crítica constructiva que sin lugar a dudas me ayudará a crecer personal y profesionalmente; y, en general, a todas aquellas personas e Instituciones que han hecho posible la finalización de esta tesis.

Y, por supuesto, el agradecimiento más profundo y sentido va para mi familia. Sin su apoyo, colaboración e inspiración habría sido imposible culminar este proyecto. A mis padres, Paco y Lola, por su ejemplo de lucha y honestidad, y a mi marido Guillermo, pieza fundamental en mi estructura familiar y personal, por su constante apoyo, su comprensión y generosidad para cubrir mis ausencias durante todas las horas que he dedicado a este trabajo. Y, por último, gracias a mis hijos que tanta fuerza me han dado en los momentos difíciles y que espero que cuando puedan leer esta tesis se sientan orgullosos de este sueño cumplido y realizado con todo el amor.

Tabla de contenido

AGRADECIMIENTOS.....	7
ÍNDICE GENERAL.....	11
ÍNDICE DE TABLAS, GRÁFICOS Y MAPAS.....	15
TABLA DE ACRONIMOS.....	19
TABLA DE UNIDADES.....	25
INTRODUCCION.....	27

CAPÍTULO I **LA SEGURIDAD ENERGÉTICA: CONCEPTO, ANTECEDENTES** **Y OTROS ASPECTOS**

I.1. La seguridad energética: antecedentes. Las primeras crisis del petróleo y la evolución de los precios del crudo en las últimas décadas.....	38
I.2. Concepto de seguridad energética: vulnerabilidad y dependencia energética.	46
I.3.- Perspectivas y factores de riesgo de la seguridad energética.....	57
I.3.1. El agotamiento de las reservas.	59
I.3.2. La volatilidad de los precios.....	64
I.3.3. La falta de inversión en proyectos energéticos.....	68
I.4. El juego de la energía en el nuevo contexto mundial: una cuestión de interdependencia mutua.....	72
I.5. Los factores geopolíticos que condicionan el concepto de la seguridad energética en la actualidad.....	79
I.5.1. Cambios por el lado de la oferta.....	79
I.5.1.1. El renacimiento de los nacionalismos energéticos.	79
I.5.1.2. La denominada “maldición de los recursos”.	89
I.5.1.3. La lucha de los países productores para atraer inversión extranjera.....	93
I.5.2. Cambios por el lado de la demanda.....	94
I.5.2.1.- El crecimiento desmesurado de la demanda energética y la aparición de China y la India en el panorama energético mundial.....	94

I.5.2.2. La búsqueda de alternativas energéticas por parte de los países consumidores.	101
---	-----

CAPÍTULO II

PRINCIPALES HITOS ENERGÉTICOS EN EL CONTEXTO DE LA UNIÓN EUROPEA

II.1. El cambio del paradigma energético europeo: del carbón al petróleo (1945-1970)..	106
II.2. Las crisis del petróleo de los setenta y la aparición de una nueva era energética en Europa (1973-1986).....	109
II.3. El periodo de la energía barata y abundante (1985-2003): el proceso de construcción del Mercado Interior de la Energía y la preocupación por el medioambiente.	112
II.4. Hacia una Política Energética Común en la UE (2004-actualidad).	120
II.4.1. La preocupación por la sostenibilidad ambiental y la lucha contra el cambio climático.....	128
II.4.2. La competitividad de la economía y la creación del Mercado Interior de la Energía.	135
II.4.2.1. Tres modelos de separación de las redes de electricidad y gas.	138
II.4.2.2. La creación de una Agencia de Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER).	143
II.4.2.3. Refuerzo de la independencia de los reguladores energéticos nacionales.	148
II.4.2.4. Creación de la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad y Gas.	150
II.4.2.5. Ampliación de las obligaciones de servicio público y la protección a los consumidores.	153
II.4.3. La seguridad de suministro y la solidaridad entre los Estados miembros como pilares de la Política Energética Exterior de la UE.....	157
II.4.4. Primeros pasos hacia la construcción de una Política Energética Exterior comunitaria.	161
II.4.4.1. El Libro Verde “Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético”, de 29 de noviembre de 2000.	162
II.4.4.2. El Libro Verde de la Comisión, de 8 de marzo de 2006, “Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura” y el respaldo político de otras instituciones comunitarias.	166
II.4.4.3. La Política Energética Exterior de la UE tras la aprobación del <i>Tercer Paquete de Energía</i>	175

CAPÍTULO III

LA REGULACIÓN DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA EN EL ÁMBITO DEL DERECHO INTERNACIONAL Y EL DERECHO COMUNITARIO: LA IMPORTANTE APORTACIÓN DE LOS PRONUNCIAMIENTOS JURISPRUDENCIALES

III.1. La energía en el Derecho Internacional.....	188
III.1.1. La regulación de la seguridad energética y del comercio internacional de la energía.....	192
III.1.1.1. El papel de las organizaciones internacionales en el ámbito de la seguridad energética.....	193
III.1.1.2. La regulación del comercio internacional y la protección de las inversiones en el sector de la energía: la OMC, el GATT y el Tratado de la Carta de la Energía.....	203
III.1.2. Los pronunciamientos jurisprudenciales de Tribunales internacionales en materia de energía.....	222
III.2. La seguridad energética en el Derecho Comunitario.....	229
III.2.1. La seguridad energética en los Tratados comunitarios.....	230
III.2.2. La seguridad energética en el Derecho Comunitario derivado.....	243
III.2.3. La jurisprudencia del Tribunal de Justicia de la UE: la división de competencia entre la UE y los Estados miembros en materia de seguridad energética.....	268
III.2.3.1. El reparto de competencias en el ámbito interno de la seguridad energética: la interpretación jurisprudencial de los conceptos de “ <i>seguridad pública</i> ” y “ <i>orden público</i> ” previstos en el artículo 30 del TCE y otros aspectos que afectan a la seguridad energética.....	270
III.2.3.2. La evolución de la jurisprudencia comunitaria en el reconocimiento de poderes comunitarios en el ámbito externo de la seguridad energética.....	281

CAPÍTULO IV

CONSTRUYENDO UN NUEVO ORDEN ENERGÉTICO MUNDIAL. LA NECESIDAD DE ARTICULAR UNA POLÍTICA ENERGÉTICA EXTERIOR COMÚN

IV.1. La integración de la Política Energética Exterior Comunitaria en el contexto de las políticas comunitarias de la Unión Europea: su interacción con la Política Exterior y de Seguridad Común (PESC) y la Política Europea de Vecindad (PEV).	293
IV.2. El diálogo energético regional de la UE. El carácter estratégico de las relaciones regionales y bilaterales con los países productores y de tránsito de su entorno.	303

IV.2.1. La Comunidad de la Energía del sudeste de Europa: un desarrollo institucional innovador.	306
IV.2.2. La cooperación euro-mediterránea y el proceso de Barcelona: ¿éxito o fracaso?	316
IV.2.3. Las relaciones de la UE con Rusia: la falta de ratificación de la Carta de la Energía, la “guerra del gas” con los países vecinos y su repercusión en la seguridad energética.	344
IV.2.4. Otras iniciativas de cooperación regional más recientes: la Asociación Oriental, un paso más a la Sinergia del Mar Negro. El <i>Corredor Meridional</i> o la nueva “ruta de la seda”: la carrera por los grandes gasoductos y el papel de Turquía como país de tránsito.	376
IV.2.5. Nuevas oportunidades en Oriente Medio: el Consejo de Cooperación del Golfo y la OPEP.	402
IV.3. El papel de los reguladores europeos de energía en el contexto internacional.	414

CAPÍTULO V

HACIA UNA POLÍTICA ENERGÉTICA EXTERIOR COMÚN EN LA UE: LOS OBSTÁCULOS EXISTENTES Y OTROS ASPECTOS A VALORAR PARA LA CONSECUCIÓN DE ESTE PROYECTO

V.1. Los obstáculos existentes en el ámbito intra-comunitario.	424
V.1.1. La ausencia de un mercado único europeo.	426
V.1.2. Falta de competencia real y efectiva en los mercados energéticos nacionales y alto grado de concentración empresarial.	468
V.1.3. El problema medioambiental y de la eficiencia energética.	486
V.2. Y los factores a tener en cuenta en la construcción del paradigma externo de la Política Energética Comunitaria.	500
V.2.1. La problemática del acceso a los recursos y la posición de las compañías energéticas europeas.	502
V.2.2. La nueva diplomacia de la energía: gobernanza de la nueva Política Energética Exterior Común.....	508
CONCLUSIONES.....	525
BIBLIOGRAFIA.....	555

Índice de tablas, gráficos y mapas

Figura 1. Tabla donde se muestra la volatilidad de los precios del petróleo desde 1861 hasta 2010.

Figura 2. Evolución de la intensidad energética en el escenario de referencia hasta 2030.

Figura 3. Evolución de la distribución regional de las reservas probadas de crudo desde 1990 a 2010.

Figura 4. Evolución de los ratios de producción/consumo de petróleo por regiones desde 1985 a 2010.

Figura 5. Pronóstico sobre el futuro de la producción mundial de petróleo y sus fuentes.

Figura 6. Evolución de los ratios reservas/producción de petróleo en el periodo 1980-2010.

Figura 7. Evolución de los precios del crudo en los mercados europeos y americanos desde 1993 hasta 2010.

Figura 8. Historia de los descubrimientos de petróleo (crudos convencionales, condensados y líquidos del gas natural) y de la producción.

Figura 9. Diagrama del nuevo corredor Arabia Saudita-Caspio-Siberia-Canadá.

Figura 10. Estimación de los beneficios procedentes del gas y el petróleo recibidos por Gobiernos sudafricanos en 2007.

Figura 11. Porcentaje de las exportaciones/beneficios procedentes del gas y el petróleo en los países del Africa subsahariana en 2006.

Figura 12. Previsión de la evolución de la demanda de energía mundial hasta 2035.

Figura 13. Previsión del aumento de la demanda de energía por tecnologías en el periodo 2008-2035.

Figura 14. Previsión de la evolución del precio internacional de la energía según el contexto actual y en un contexto de acción climática global.

Figura 15. Previsión de la evolución de los ingresos de la OPEP procedente de las exportaciones de crudo según el contexto actual/acción climática global.

Figura 16. Previsión de emisiones de GEI per cápita según un escenario de acción climática global.

Figura 17. Estructura organizativa de ACER.

Figura 18. Estructura organizativa de ENTSO-E.

Figura 19. Países proveedores de energía de la UE en el periodo 2000-2008.

Figura 20. Ilustración de un posible concepto de red eléctrica marítima para los mares septentrionales y el Báltico (BEMIP).

Figura 21. Corredores prioritarios de hidrocarburos de la UE para 2020.

Figura 22. Mapa de la ampliación del Mercado Interior de la Energía a los países vecinos.

Figura 23. Mapa de los socios estratégicos tradicionales y potenciales en materia de hidrocarburos de la UE.

Figura 24. Cuadro resumen de las nuevas iniciativas comunitarias en materia de Políticas Energéticas.

Figura 25. Mapa de la distribución mundial del nivel de reservas de petróleo.

Figura 26. Diagrama del sistema de respuesta ante situación de crisis de abastecimiento de petróleo.

Figura 27. Gráfico de las principales crisis energéticas mundiales entre 1957-2006.

Figura 28. Corredores prioritarios de energía de la UE para 2020.

Figura 29. Mapa de los países miembros de la Política Europea de Vecindad (PEV).

Figura 30. Mapa de la Comunidad de la Energía.

Figura 31. Consumo de energía mundial en 2005, por regiones.

Figura 32. Previsión de la evolución de la demanda de energía en el Mediterráneo por tecnologías.

Figura 33. Porcentaje de las reservas de hidrocarburos de la región mediterránea.

Figura 34. Mapa del Proceso de Barcelona.

Figura 35. Mapa de las principales infraestructuras gasistas del norte de África.

Figura 36. Mapa de la Unión por el Mediterráneo.

Figura 37. Indicadores socioeconómicos de la región del Mediterráneo 2005-2030.

Figura 38. Proyecto del MEDRING.

Figura 39. Mapa de interconexiones de electricidad actuales y futuras de la región del Mediterráneo con los países de su entorno.

Figura 40. Mapa del Proyecto Desertec.

Figura 41. Importación de energía de la UE en 2008 por países.

Figura 42. Principales gasoductos procedentes de Rusia y tasa de dependencia de la UE en 2010.

Figura 43. Previsión de las exportaciones de gas a la UE en 2030.

Figura 44. Mapa de los principales corredores de gas de la UE.

Figura 45. Mapa de la Asociación Oriental.

Figura 46. Mapa del Interconector Turquía-Grecia-Italia (ITGI).

Figura 47. Mapa del Proyecto *Nabucco*.

Figura 48. Trazado de los proyectos *South Stream*, *Nord Stream* y *Nabucco*.

Figura 49. Rutas alternativas para transportar el gas azerí a Europa.

Figura 50. Mapa de las rutas de transporte de gas en la región del Caspio y Asia Central.

Figura 51. Mapa de las infraestructuras de gas y petróleo en Turquía.

Figura 52. Evolución de la capacidad de aumento de la producción de gas y petróleo en el corto plazo por la OPEP.

Figura 53. Relaciones comerciales entre la UE y el CCG.

Figura 54. Evolución de la producción de crudo en el mercado mundial.

Figura 55. Evolución del consumo mensual de energía eléctrica de la EU-27.

Figura 56. Evolución de los precios del gas natural de los mercados minoristas de los EU-27.

Figura 57. Evolución del precio *spot* diario de la energía eléctrica en Europa en el primer trimestre de 2009.

Figura 58. Consumo de electricidad y transporte transfronterizo regional de energía eléctrica en Europa en 2006.

Figura 59. Diseño de las Iniciativas Regionales de Electricidad y Gas.

Figura 60. Diseño del Mercado Interior de la Electricidad.

Figura 61. Implantación del mecanismo de subastas implícitas en Europa a nivel regional en 2011.

Figura 62. Cuadro resumen de mecanismos de gestión de congestiones.

Figura 63. Gestión de congestiones en los mercados regionales europeos en 2010.

Figura 64. Gestión de congestiones en los mercados regionales europeos en 2015 y 2020.

Figura 65. Capacidad neta de interconexión transfronteriza de energía eléctrica Francia-España-Portugal.

Figura 66. Mapa de implantación de la plataforma CASC-EU.

Figura 67. Evolución de la iniciativa “*Price Coupling of Regions*”.

Figura 68. Cronograma de los trabajos programados respecto al horizonte diario en el ámbito de la región sudoeste de la Iniciativa Regional de Electricidad.

Figura 69. Zonas de mercado de balance de gas en la Iniciativa Regional Sur.

Figura 70. Gráfico de la previsión de inversiones en infraestructuras europeas en el periodo 2010-2020.

Figura 71. Mapa de Proyectos de Interés Europeo 2007-2013.

Figura 72. Grado de concentración en los mercados eléctricos de la UE.

Figura 73. Evolución del grado de concentración en los mercados de gas de la UE en 2008-2009.

Figura 74. Cuadro resumen de los precios regulados de la energía, grado de concentración y separación de actividades en la UE-27.

Figura 75. Grado de implementación del sistema de Ownership Unbundling en la UE.

Figura 76. Grado de independencia de los reguladores nacionales de energía de la UE-15.

Figura 77. Cuadro resumen de las competencias otorgadas a los reguladores nacionales de energía en 2009.

Figura 78. Funcionamiento del esquema “*cap and trade*”.

Figura 79. Evolución registrada por el esquema “*cap and trade*” europeo desde su creación.

Figura 80. Determinación del precio de los derechos de emisión en el mercado.

Tabla de Acrónimos

AAC	Acuerdo de Asociación y Cooperación
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Agencia de Cooperación de Reguladores de Energía)
AGNU	Asamblea General de Naciones Unidas
AHAG	Ad hoc Advisory Group (Grupo Asesor Ad hoc)
AIEA	Agencia Internacional de la Energía Atómica
ARLEM	Asamblea Regional y Local Euro-mediterránea
ASEAN	Association of Southeast Asian Nations (Asociación de Naciones del Sudeste Asiático)
ATR	Acceso de Terceros a las Redes
BEI	Banco Europeo de Inversiones
BEMIP	Baltic Energy Market Interconnection Plan (Plan para la Interconexión del Mercado de Energía del Báltico)
BERD	Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo
BRIC	Brasil, Rusia, la India y China
CAM	Capacity Allocation Mechanism (Mecanismo de Asignación de Capacidad)
CDC	Caspian Development Corporation (Corporación para el Desarrollo de la región del Mar Caspio)
CE	Comisión Europea
CECA	Comunidad Europea del Carbón y del Acero
CEE	Comunidad Económica Europea
CEEA	Comunidad Europea de la Energía Atómica
CEER	Council of European Energy Regulators (Consejo Europeo de Reguladores de Energía)
CID	Comisión de Derecho Internacional de Naciones Unidas
CIDA	Canadian International Development Agency (Agencia para el Desarrollo Internacional de Canadá)
CIG	Conferencia Intergubernamental
CIJ	Corte Internacional de Justicia

CMP	Congestion Management Procedure (procedimiento de gestión de congestiones)
CMVM	Comisión del Mercado de Valores Mobiliarios
CNE	Comisión Nacional de Energía
CNMV	Comisión Nacional del Mercado de Valores
CORLEAP	Conference of Regional and Local Authorities of the Eastern Partnership
CSCP	Caucasus Stability and Cooperation Platform (Plataforma para la Cooperación y Estabilidad de la región del Cáucaso)
DG COMP	Dirección General de Competencia
DG ENER	Dirección General de Energía
DG TREN	Dirección General de Transporte y Energía
DOUE	Diario Oficial de la Unión Europea
ECBR	Energy Community Board of Regulators (Consejo de Reguladores de la Comunidad de la Energía)
ECO	European Coal Organisation (Organización Europea del Carbón)
EEA	European Environment Agency (Agencia Europea del Medioambiente)
EEE	Espacio Económico Europeo
EFET	European Federation of Energy Traders (Federación Europea de Comercializadores de Energía)
EIA	Energy Information Administration (Administración de Información Energética de Estados Unidos)
EMOS	Energy Market Observation System (Sistema de Seguimiento del Mercado de Energía)
ENPI	European Neighbourhood and Partnership Instrument (Instrumento Europeo para la Vecindad y el Partenariado)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad)
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas (Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Gas)
ERGEG	European Regulatory Group on Electricity and Gas (Grupo de Reguladores Europeos de Electricidad y Gas)

ERRA	Energy Regulators Regional Association (Asociación Regional de Reguladores de Energía)
ERSE	Entidad Reguladora de los Servicios Energéticos
ESMA	European Securities and Markets Authority (Autoridad Europea de Mercados de Valores)
EURATOM	European Atomic Energy Community (Comunidad Europea de la Energía Atómica)
EURONEST	EU Neighbourhood East Parliamentary Assembly (Asamblea Parlamentaria para los países vecinos del Este)
FMI	Fondo Monetario Internacional
FPEG	Foro de Países Exportadores de Gas
GCC	Gulf Cooperation Council (Consejo de Cooperación del Golfo)
GECCF	Gas Exporting Countries Forum (Foro de Países Exportadores de Gas)
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GNL	Gas Natural Licuado
GRT	Gestores de la Red de Transporte
IEA	International Energy Agency (Agencia Internacional de la Energía)
IEF	International Energy Forum (Foro Internacional de Energía)
IEVA	Instrumento Europeo de Vecindad y Asociación
IFE	Interconexión Francia-España
IOC	International Oil Company (Compañía Petrolera Internacional)
IPE	Interconexión Portugal-España
IPEEC	International Partnership for Energy Efficiency Cooperation (Asociación Internacional para la Cooperación sobre Eficiencia Energética)
IRENA	International Renewable Energy Agency (Agencia Internacional de Energías Renovables)
ISO	Independent System Operator (Operador Independiente del Sistema)
ITO	Independent Transmission Operator (Operador Independiente del Transporte)
MDL	Mecanismos de Desarrollo Limpio

MEDELEC	Mediterranean Liaison Committee of Associations of Electricity Supply Undertakings (Comité de Enlace de Suministradores de Electricidad del Mediterráneo)
MEDREG	Association of Mediterranean Regulators for Electricity and Gas (Asociación de Reguladores Mediterráneos para la Electricidad y el Gas)
MENA	Middle East and North Africa (países del Norte de África y Oriente Medio)
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidad
MIBGAS	Mercado Ibérico del Gas
MIE	Mercado Interior de la Energía
MoU	Memorandum of Understanding (Memorando de Entendimiento)
NAFTA	North American Free Trade Agreement (Tratado de Libre Comercio de EEUU)
NESCO	EU Network of Energy Security Correspondents (Red Europea de Corresponsales de Seguridad Energética)
NIF	Neighbourhood Investment Facility (Instrumento de Inversión de Vecindad)
NOC	National Oil Company (Compañía Petrolera Nacional)
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
OEEC	Organisation for European Economic Cooperation (Organización para la Cooperación Económica Europea)
OME	Observatorio Mediterráneo de la Energía
OMEL	Operador del Mercado Eléctrico
OMI	Organización Marítima Internacional
OMI	Operador del Mercado Ibérico
OMIClear	Sociedad de Compensación de Mercado de Energía Ibérico
OMIP	OMIP (Operador del Mercado Ibérico de Energía -Polo Portugués)
OPAEP	Organización de Países Árabes Exportadores de Petróleo
OPEG	Organización de Países Exportadores de Gas
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
OS	Open Seasons (Temporada abierta)
OSP	Open Subscription Procedure (procedimiento de subscripción abierta)

OU	Ownership Unbundling (separación de propiedad)
PAM	Parliamentary Assembly of the Mediterranean (Asamblea Parlamentaria del Mediterráneo)
PCA	Partnership and Cooperation Agreement (Acuerdo para la Cooperación y el Partenariado)
PCG	Project Coordination Group (Grupo de Coordinación de Proyecto)
PCI	Project of Common Interest (Proyecto de Interés Común)
PE	Parlamento Europeo
PEV	Política Europea de Vecindad
PIB	Producto Interior Bruto
PNA	Plan Nacional de Acción
PNA	Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión
PPC	Permanent Partnership Council (Consejo Permanente del Partenariado)
RCCDE	Régimen Comunitario del Comercio de Derechos de Emisión
REE	Red Eléctrica de España
REN	Red Eléctrica Nacional de Portugal
REMEP	Plataforma Euro-Mediterránea de la Energía
RTA	Resident Twinning Adviser (Asesor Residente de proyecto de Hermanamiento)
RTE	Réseau de Transport d'Électricité (Gestor de la Red de Transporte de Electricidad francés)
SEAE	Servicio Europeo de Acción Exterior
SEC	Security and Exchange Commission (Comisión del Mercado de Valores)
SEM	Single Electricity Market (Mercado Único de Electricidad)
SEQ	Standard Group on Emergency Questions (Comité de Emergencia de la Agencia Internacional de la Energía)
SERC	State Electricity Regulatory Commission (Comisión Reguladora de Energía Eléctrica de China)
TAIEX	Technical Assistance and Information Exchange (Asistencia Técnica e Intercambio de Información)
TCE	Tratado sobre la Carta de Energía
TCEE	Tratado Constitutivo de la Comunidad Europea

TFUE	Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea
TJUE	Tribunal de Justicia de la Unión Europea
TLC	Trilateral Coupling (Acoplamiento trilateral de mercados)
TSO	Transmission System Operators (Operadores del Sistema de Transporte)
TUE	Tratado de la Unión Europea
TYNDP	Ten Year Network Development Plan (Plan Decenal de Desarrollo de la Red)
UE	Unión Europea
UMA	Unión del Magreb Árabe
UpM	Unión para el Mediterráneo
USAID	United States Agency for International Development (Agencia para el Desarrollo Internacional de los Estados Unidos)
WFER	World Forum on Energy Regulation (Foro Mundial sobre la Regulación Energética)
WEC	World Energy Council (Consejo Mundial de la Energía)

Tabla de Unidades

b/d: Barriles diarios
Bcm: Un millón de metros cúbicos (*billion* anglosajón)
cf: Pies cúbicos
cm: Metros cúbicos
cm/d: Metros cúbicos día
BTU: British Thermal Unit
€: Euros
Gb: Gigabarriles (un millón de barriles)
GJ: Gigajulios
GW: Gigavatio
GWh: Gigavatio hora
Kms: Kilómetros
KW: Kilovatio
KWh: Kilovatios hora
MW: megavatios
MWh: Megavatios hora
T: Tonelada
Tcm: Un trillón de metros cúbicos
TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo
US\$: Dólares estadounidenses

Introducción

“La edad de piedra no terminó por la falta de piedras y la era del petróleo terminará mucho antes de que éste se agote”

Ahmed Zaki Yamani
Ex-Presidente de la OPEP

Las distintas políticas europeas en materia de energía llevadas a cabo en las últimas décadas se encuentran en un profundo proceso de cambio. La era de la energía barata parece haberse terminado y todos los Estados miembros de la UE se enfrentan a los retos del cambio climático, la dependencia creciente de las importaciones y el aumento de los precios de los hidrocarburos. Por otro lado, la interdependencia de los Estados miembros en el terreno de la energía, como en tantos otros, está aumentando, y un corte de suministro en un país tiene efectos inmediatos en los demás.

A raíz de estos acontecimientos, parece que los Estados miembros empiezan a tomar conciencia de la necesidad de pasar de un modelo nacional, en el que cada país se responsabiliza de adoptar sus propias decisiones para garantizar la seguridad de suministro energético, a un modelo colectivo que va más allá de las fronteras europeas, y que está decidido a luchar contra el cambio climático. Esta actuación concertada representa una vuelta a los orígenes de la Comunidad Europea. Con el Tratado del Carbón y del Acero de 1952, y con el Tratado Euratom de 1957, los Estados miembros fundadores reconocían la necesidad de adoptar un enfoque común a los problemas de la energía. Los mercados energéticos y las condiciones geopolíticas han cambiado desde entonces, pero la necesidad de una intervención comunitaria es mayor que nunca.

Antecedentes y estado actual del tema

Las previsiones del consumo mundial de petróleo y gas a medio y largo plazo indican que se producirá un incremento de la demanda significativo y continuado en las próximas décadas, especialmente en los países en desarrollo y en aquellas economías de países considerados emergentes (países *BRIC* – Brasil, Rusia, la India y China). Por otro lado, la desigual distribución geográfica de las reservas de hidrocarburos y la capacidad de explotación de las mismas, monopolizada por unas pocas empresas energéticas, produce importantes tensiones geoestratégicas a nivel mundial. Estas tensiones se reflejan en las recientes y vertiginosas subidas de los precios y en la inestabilidad de los mercados del petróleo y del gas.

En el caso de la UE, estas tendencias resultan preocupantes sobre todo en el sector del gas, en el que algunos Estados miembros dependen, casi en exclusiva, de un único proveedor. Los incidentes políticos acaecidos en los últimos años con los países proveedores o de tránsito, los cortes de suministro producidos por accidentes o por catástrofes naturales y, en términos generales, los efectos del cambio climático, ponen de manifiesto la vulnerabilidad de la UE respecto a su abastecimiento de energía.

Aunque cada Estado miembro sea responsable de su propia seguridad energética, la solidaridad entre Estados miembros es una característica básica de la pertenencia a la UE. En el proceso de construcción del Mercado Interior de la Energía se ha puesto de manifiesto, en innumerables ocasiones, que las soluciones meramente nacionales son, con frecuencia, insuficientes. Las estrategias para compartir y repartir el riesgo y aprovechar al máximo la influencia de la UE en el contexto internacional pueden ser más eficaces que una serie de medidas nacionales aisladas. Por estos motivos, la seguridad energética es un asunto de interés común para la UE.

Dada la situación mundial, la UE debe adoptar medidas para asegurar su futuro energético y proteger sus intereses esenciales en el sector de la energía. La UE debe intensificar sus esfuerzos para disponer de una auténtica Política Energética Exterior, hablar “con una sola voz” en el nuevo escenario energético internacional, determinar las infraestructuras esenciales para preservar su seguridad energética y garantizar su

construcción, y actuar de forma coherente e intensificar sus asociaciones con los principales proveedores de energía, los países de tránsito y los consumidores.

La entrada en vigor del Tratado de Lisboa el 1 de diciembre de 2009 constituye una nueva etapa en el proceso de construcción del Mercado Interior de la Energía y, en especial, en la proyección exterior del mismo. Las nuevas disposiciones del Tratado no sólo aportan la tan ansiada base jurídica (en su art. 176 A) sobre la que sustentar la construcción de la Política Energética en el ámbito intra-comunitario sino que, además, incluye la Política Energética en el conjunto de políticas comunitarias en las que los Estados miembros y la Unión gozan de competencias compartidas. Y, por otro lado, al reforzar los instrumentos para la proyección exterior de la UE, y otorgarle personalidad jurídica internacional de manera expresa, se deja abierta la puerta, por primera vez en los más de sesenta años del proceso de integración europea, para racionalizar las relaciones de la UE con sus socios energéticos y definir de una manera coherente, clara y estratégica el paradigma externo de la Política Energética comunitaria.

Ante esta situación, nos planteamos las siguientes cuestiones: ¿está garantizada la seguridad energética en el ámbito de la UE según el nuevo paradigma energético internacional?; ¿hasta qué punto ha condicionado esta cuestión a la adopción de decisiones comunitarias en materia de energía tanto en el ámbito intracomunitario como en Política Exterior?; ¿se puede considerar que la problemática que engloba la seguridad energética han sido y son nexo de unión entre los Estados miembros o, por el contrario, han supuesto un punto de fricción entre los mismos?; ¿qué obstáculos se han opuesto (o se oponen) a la existencia de una auténtica política paneuropea de la energía, tanto en el ámbito intra-comunitario como en la racionalización de las relaciones energéticas con terceros países?; ¿es necesario definir una Política Energética Exterior común para la Unión Europea? y, en caso afirmativo, ¿puede considerarse que la Unión Europea tiene capacidad para definir y poner en práctica el paradigma exterior de su Política Energética comunitaria?; ¿qué papel desempeña la UE en la esfera energética internacional?; ¿se puede considerar a la UE como un actor decisivo o un mero espectador ante el nuevo “*gran juego*” de la energía que protagonizan países como EEUU, Rusia y China?; ¿sería viable jurídicamente obligar a los Estados miembros y, en concreto, a las empresas energéticas europeas a cumplir determinados criterios en sus relaciones comerciales con sus socios aprovisionadores?

Metodología, hipótesis y plan de trabajo

En este proyecto de tesis se propone realizar un estudio y posterior evaluación de cuál es la situación de la seguridad energética en Europa, de cómo se encuentra regulada y de qué manera puede influir o condicionar el diseño de una hipotética Política Energética Exterior comunitaria a la que apelan las instituciones europeas y que resulta cada vez más necesaria.

Dado que la Política Energética comunitaria se encuentra en pleno proceso de definición e implantación en el ámbito intracomunitario, es difícil anticipar cuál sería el potencial escenario en el que, en su caso, se podría construir esta nueva faceta externa de la Política Energética europea, y cómo podría articularse con la actual Política Exterior de Seguridad Común (PESC) y el nuevo impulso que se pretende dar a la Política Europea de Vecindad (PEV).

Por lo tanto, los pasos que se han llevado a cabo para elaborar la presente tesis han sido los siguientes:

- Realizar un análisis retrospectivo de las causas y efectos producidos por las crisis energéticas mundiales acontecidas en los últimos cuarenta años.
- Hacer una revisión del concepto de “*seguridad energética*” según sus distintas acepciones y analizar el estado del arte de la seguridad energética en el contexto mundial.
- Estudiar la evolución de la normativa energética comunitaria y sus implicaciones en el reparto competencial en materia energética entre la UE y los Estados miembros.
- Elaborar un análisis comparativo de las relaciones energéticas internacionales que mantiene la UE tanto de carácter multilateral como las relaciones bilaterales y regionales con los países productores, de tránsito y consumidores de energía.

- Revisar los obstáculos que, hasta la fecha, han impedido la construcción efectiva de un Mercado Interior de la Energía y analizar los factores a tener en cuenta para el diseño de una potencial Política Energética Exterior comunitaria.

Son tres las hipótesis principales que sirven de guía para la lectura de la investigación y de hilo conductor hacia las conclusiones:

- La actual crisis energética es mucho más profunda que las anteriores, porque más que encontrarnos ante un problema de precios debido al manejo monopolista de la oferta como ocurrió en los años setenta, encaramos un auténtico agotamiento del modelo energético internacional. La nueva situación se encuentra condicionada, en primer lugar, por el fin del petróleo barato, el cual puede explicarse por el declive de las reservas de hidrocarburos convencionales en países fuera del ámbito de la OPEP; en segundo lugar, por el impacto del consumo de combustibles fósiles en el medioambiente y su repercusión en el cambio climático; y en tercer lugar, por la falta de equidad en el acceso a la energía, destacándose el caso de China y la India como nuevas potencias energéticas emergentes que dificultarán el acceso a los recursos en un futuro próximo.
- La tradicional ausencia de una Política Energética comunitaria, y la falta de una Política Exterior coherente en el seno de la UE, dificultan el protagonismo de la Unión en el contexto internacional y debilita la posición de los Estados miembros en sus relaciones comerciales con los países proveedores y de tránsito de energía. Especialmente complejas son las relaciones energéticas con Rusia, debido al elevado índice de dependencia energética existente como principal proveedor comunitario de energía y la multitud de riesgos adyacentes que ponen en peligro la seguridad energética en Europa.
- Entre otras medidas urgentes a adoptar en el ámbito intra-comunitario, la UE necesita diversificar sus aprovisionamientos de energía del exterior (tanto en cuanto al origen como respecto a las fuentes energéticas) y, ante la ausencia de una Política Exterior clara sobre seguridad energética, tendrá que recurrir a su tradicional “*soft power*” que le permita, a través de la diplomacia europea, sentar las bases para la construcción de una potencial Política Energética Exterior comunitaria.

La presente tesis pretende ser un profundo trabajo de investigación académico que, a través de una metodología que combina la descripción con el análisis de los temas abordados, expone de un modo sintético el estado de situación en el que se encuentra la Política Energética comunitaria, que permita llegar a una serie de conclusiones y ofrecer posibles soluciones y/o alternativas para incorporar el paradigma externo en el seno de la misma.

De acuerdo con esta metodología, se han empleado recursos bibliográficos de índole jurídica, económica y técnica que permitieran realizar un análisis global de la cuestión objeto de estudio.

Para el desarrollo de este trabajo de investigación se han utilizado diversas fuentes. En primer lugar, la consulta de fuentes documentales abiertas, que han permitido el acceso a textos jurídicos, informes y estudios estadísticos, obras de carácter general, y artículos de diferentes autores nacionales y de otros países. La información disponible en estas fuentes documentales ha sido avalada, en algunos casos, y actualizada o matizada en otros, sobre la base de los datos que dispone la propia Comisión Nacional de Energía, como órgano regulador del sector energético español, y miembro de las principales asociaciones de reguladores de energía existentes en el panorama europeo e internacional.

En cuanto al acceso a las fuentes jurídicas destacan, esencialmente, las consultas realizadas en las bibliotecas de la Facultad de Derecho y de Ciencias Económicas y Empresariales de la Universidad Autónoma de Madrid, del Instituto Universitario de Florencia, de la Comisión Europea en Bruselas y, en especial, el Centro de Documentación de la Comisión Nacional de Energía, el cual, a mi entender, aglutina la mayor cantidad de recursos bibliográficos específicos en materia de energía a nivel nacional, y en la que tengo la oportunidad de desempeñar mi actividad laboral desde el año 2001. También se han consultado los bancos documentales de la UE (EUR-LEX, OEIL, PRE-LEX y síntesis legislativa de la UE), así como las publicaciones de organismos internacionales como Naciones Unidas, la OMC y la Agencia Internacional de la Energía.

Dada la escasez de obras monográficas que aborden de forma específica la cuestión objeto de estudio, se ha recurrido a informes y documentos elaborados por instituciones comunitarias y organismos internacionales como la CE, la AIE, la *Energy Information*

Administration de Estados Unidos, la OPEP, la OMC o Naciones Unidas, así como otras obras monográficas sobre la seguridad energética en general, o el proceso de construcción de la Política energética comunitaria, en particular, y artículos o documentos de trabajo publicados por los principales *think-tanks* nacionales e internacionales que estudian esta problemática como Enerclub, Real Instituto Elcano, FRIDE, OGEL, Chatham House, Oxford Institute for Energy Studies o el Programa Internacional de Energía Clingendael.

El cuanto al desarrollo del contenido de la tesis, se ha tratado de dar respuesta a las cuestiones planteadas anteriormente a lo largo de cinco capítulos.

El primero de ellos se centra en analizar las diversas acepciones del concepto de seguridad energética, así como estudiar los paralelismos y divergencias conceptuales existentes entre la seguridad y la vulnerabilidad energética (tanto desde una perspectiva física, como económica y geopolítica). A su vez, se ofrece una visión sobre los factores geopolíticos que condicionan el concepto de la seguridad energética en la actualidad, haciendo especial énfasis en los efectos producidos por la aparición de nuevos actores y los cambios estructurales acaecidos en la economía mundial. Por último, se analiza el carácter cíclico e inestable que caracteriza la relación energía-economía mundial y cómo esta relación cíclica puede ser incluso más inestable cuando se producen intervenciones políticas (intencionadas) y surgen eventos geopolíticos –o incluso climáticos– no intencionados, que inciden en los diversos eslabones de la cadena de la oferta energética.

El capítulo segundo ofrece una visión cronológica de cuál ha sido la evolución del papel de la energía a lo largo de los primeros 50 años de vida de la UE, los múltiples intentos por parte de la Comisión Europea de definir y establecer una Política Energética europea, y los sucesivos obstáculos que han impedido la culminación de ese proyecto. Asimismo, se realiza una descripción del *Tercer Paquete* de medidas energéticas aprobadas en agosto de 2009, se analizan sus principales repercusiones en el proceso de construcción del Mercado Interior de la Energía, y se estudian los primeros pasos que han dado en el seno de UE en el proceso de construcción de su Política Energética Exterior común.

En el tercer capítulo se analizan las disposiciones comunitarias vigentes en materia de energía a fin de determinar si, a tenor del Derecho comunitario actual y la

jurisprudencia dictada por el Tribunal de Justicia de la Unión Europea, se puede concluir que la Unión cuenta con competencias jurídicas suficientes para poder avanzar de manera autónoma en cuestiones que afectan a la seguridad energética comunitaria o si, por el contrario, los Estados miembros pueden llegar a condicionar e, incluso, obstaculizar este proceso. A este respecto, se tendrán en cuenta en qué medida podrán contribuir los mecanismos de solidaridad entre los Estados miembros, a los que apela la Unión en el Tratado de Lisboa, para reforzar la seguridad energética comunitaria.

En el cuarto capítulo se estudian los instrumentos con los que cuenta la UE en la actualidad en materia de Política Exterior y se realiza un amplio análisis de las relaciones energéticas que mantiene la UE con sus socios estratégicos.

Por último, en el capítulo quinto se abordan los principales obstáculos que dificultan la creación de una verdadera Política Energética comunitaria motivados, fundamentalmente, por la existencia de dos paradigmas entre los que se debaten los Estados miembros de la Unión: el de la eficiencia económica, a través de la liberalización de los mercados y de la competencia; y el de la independencia energética, como máximo exponente de la soberanía nacional amparado en el carácter estratégico del sector energético. También se abordan las consecuencias que se han derivado de la ausencia de una Política Energética Exterior común, y se exponen aspectos clave a tener en cuenta en el potencial diseño de la misma.

La tesis finaliza con unas conclusiones que tratan de responder a las hipótesis planteadas, así como a las cuestiones que se formulan a lo largo de los cinco capítulos que conforman el presente trabajo.

CAPITULO I

La seguridad energética: concepto, antecedentes y otros aspectos.

La problemática de la fuerte oscilación de los precios de los hidrocarburos está poniendo en jaque a los gobiernos y autoridades financieras de todo el mundo. Las economías de los países más desarrollados adolecen de un alto grado de dependencia de la energía y los principales sectores industriales de estos países, especialmente los relacionados con el transporte, se resienten con cada subida de precios de los carburantes. Esto no hace más que empeorar la situación de crisis financiera (o de desaceleración económica como algunos la han preferido calificar) en la que se encuentra la economía mundial, y cuyos efectos iniciales se comenzaron a apreciar ya en 2005.

A todo esto debemos añadir la creciente situación de tensión que se viene advirtiendo desde el comienzo de siglo en las relaciones internacionales en general, y entre los países con destacado protagonismo en los mercados mundiales de hidrocarburos (esto es países productores y países de tránsito) y países consumidores de estas *commodities* en particular. Esta situación está provocando en los países importadores de energía una preocupación creciente por la cuestión de la seguridad energética nacional y, especialmente, por la necesidad de garantizar el aprovisionamiento de hidrocarburos¹.

¹ Como ya reconocía en enero de 2006 el Presidente George W. Bush en su Discurso a la Nación: *"Hacer que Estados Unidos siga siendo competitivo requiere energía de bajo costo. Y aquí tenemos un problema serio: Estados Unidos es adicto al petróleo, que a menudo es importado de regiones inestables del mundo. La mejor manera de acabar con esta adicción es por medio de la tecnología... Al aplicar el talento y la tecnología de Estados Unidos, este país puede mejorar nuestro medio ambiente considerablemente, ir más allá de una economía basada en el petróleo y hacer de nuestra dependencia del petróleo del Oriente Medio algo del pasado"*. Fuente: Washington Post Magazine, 31 January 2006. Disponible: <http://www.washingtonpost.com/wpdyn/content/article/2006/01/31/AR2006013101468.html>

Y tres años más tarde, en octubre de 2008 el entonces candidato a la Presidencia de la Casa Blanca Barack Obama, declaraba a la Revista TIME: *"El motor del crecimiento económico de los últimos 20 años*

¿Podemos afirmar, por tanto, como de hecho ya han anticipado algunos analistas, que nos encontramos ante una nueva crisis del petróleo²? Y, en ese caso, ¿hasta qué punto se ha podido ver afectada la concepción tradicional de la seguridad energética en este nuevo escenario energético?

Para poder responder a estas preguntas es necesario analizar brevemente los distintos contextos en los que tuvieron lugar las primeras crisis del petróleo mundiales, y detectar los factores que han tenido una mayor repercusión en la fluctuación de los precios del crudo a lo largo de la historia más reciente.

I.1. La seguridad energética: antecedentes. Las primeras crisis del petróleo y la evolución de los precios del crudo en las últimas décadas³.

La preocupación de los gobiernos por garantizar la seguridad ha sido una constante en la historia del sector energético, si bien en los últimos años han surgido nuevos factores que han alterado la concepción tradicional de la seguridad energética como mera seguridad de abastecimiento.

Como han afirmado algunos expertos, tanto la crisis del petróleo que tuvo lugar en octubre de 1973 como la posterior crisis de 1978, presentaron una misma particularidad: ambas se vieron fuertemente influenciadas por cuestiones geopolíticas.

El primer hito histórico en lo que a seguridad energética se refiere debemos ubicarlo el 6 de octubre de 1973, cuando tuvo lugar el comienzo de la guerra del Yom

no funcionará para los próximos 20. Era el consumo privado. En esencia, impulsó esta economía basándonos en el crédito barato... (Ahora) no hay mejor motor potencial que cubra todos los aspectos de nuestra economía que una nueva economía energética... Esa será mi prioridad número uno cuando sea presidente". Esta adicción a los recursos fósiles también se advierte en las economías de la mayoría de los países de la OCDE, hasta el punto de llegar a condicionar el diseño de su política exterior (y militar). Fuente: Time Magazine, 23 October 2008.

Disponible en: http://swampland.blogs.time.com/2008/10/23/the_full_obama_interview.

² P. Isbell, "Los precios del petróleo: la situación actual y las perspectivas futuras", Análisis del Real Instituto Elcano nº 98/2005, Área de Economía y Comercio Internacional, publicado el 14-7-2005.

³ Para un análisis completo, véase las siguientes obras monográficas: J. Rosell, "¿Y después del petróleo, qué? Luces y sombras del futuro energético", Barcelona, Deusto, 2007 y F. Gallardo, "Crisis financieras y energéticas de ámbito internacional", Madrid, Thomson, 2005.

Kippur. Este conflicto bélico estalló en Oriente Medio cuando Egipto y Siria atacaron por sorpresa a Israel durante la conmemoración judía del *Día del Perdón*, con el fin de recuperar la península del Sinaí y los Altos del Golán, junto a otros territorios conquistados por Israel durante la *Guerra de los Seis Días* de 1967⁴. Sin embargo, lo que podría parecer, en principio, un conflicto con tintes político-religiosos, escondía un importante trasfondo estratégico de carácter energético-militar que pronto haría aflorar sus consecuencias en la economía mundial⁵. Esto es, tras el apoyo manifiesto por parte de EEUU y Holanda a Israel durante el conflicto, los países árabes que formaban parte de la OPEP presionaron al resto de la organización para adoptar una serie de medidas con el fin de castigar a Occidente⁶.

Estas medidas tuvieron un doble efecto: por un lado, lograron un encarecimiento del precio del crudo, que llegó a cuadruplicar el precio del barril en menos de tres meses y, por otro lado, produjeron cierta situación de desabastecimiento de crudo para determinados países importadores, la cual fue en parte reconducida mediante la redistribución del hidrocarburo por distintas compañías petroleras occidentales. La repercusión de estas medidas en las economías occidentales no se hizo esperar: los países desarrollados se vieron involucrados en una situación de “*estanflación*”⁷, en la que se combina el incremento de la inflación como consecuencia de la subida del precio del petróleo y, por ende, el incremento en cascada de los precios en general, con el bajo crecimiento económico y el incremento del paro.

⁴ Tras la contraofensiva israelí que tuvo lugar entre el 15 y el 23 de octubre, Israel logró recuperar los territorios del Sinaí, los cuales fueron devueltos definitivamente a Egipto tras la firma de los acuerdos de Camp David entre Egipto, Israel y EEUU en 1978.

⁵ Dos años más tarde, en 1969, comenzaron las tensiones en la gestión del oleoducto *Tapline* que unía el Golfo Pérsico y los países del Mediterráneo, controlado mayoritariamente por la “*Arabian American Oil Company*”, y que provocó un importante aumento de los precios del petróleo. Por tanto, se puede afirmar que el año de 1970 marcó el inicio de las crisis del petróleo: las presiones del gobierno libio para reducir la producción y aumentar los precios, unido al accidente que causó la rotura del oleoducto saudí, generaron tensiones en el mercado que desembocaron en la decisión de la OPEP, adoptada en la cumbre de Caracas, de participar activamente en la fijación de los precios. Tras largas negociaciones, en 1971 se firmó el Acuerdo de Teherán por el que se establece un acuerdo de precios quinquenal y una fórmula de protección del precio del crudo para compensar las posibles depreciaciones del dólar. Como consecuencia, el precio del barril se duplicó entre 1970 y 1973, pasando a costar 3,75 dólares.

⁶ Entre las medidas adoptadas por algunos países de la OPEP se encuentra una reducción de la producción del crudo del 5%, un encarecimiento del precio hasta 5\$/barril y un embargo de las exportaciones de crudo a los aliados de Israel en el conflicto (EEUU, Holanda, Portugal, Rodesia y Sudáfrica).

⁷ Para un análisis más extenso, consultar: P. Isbell, “*El nuevo escenario energético y sus implicaciones geopolíticas*”, Documento de Trabajo del Real Instituto Elcano nº 21/2007, publicado el 30 de mayo de 2007, p. 3 y F. Gallardo, “*Crisis financieras y energéticas de ámbito internacional*”, Madrid, Thomson, 2005, p. 67-75.

Otra importante consecuencia que pudo extraerse de este conflicto fue la toma de conciencia por las instituciones financieras mundiales de la vulnerabilidad de la economía mundial. Para paliar esta situación se adoptaron importantes medidas: la creación en 1974 por el Fondo Monetario Internacional del “*Oil Facilities*”, un instrumento empleado para dotar de liquidez a las economías de los países que presentaban mayores dificultades en su balanza de pagos, como consecuencia del incremento de los precios del crudo; la firma del Acuerdo Internacional de la Energía, auspiciado por la OCDE y la consecuente creación de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) en 1974, con el objetivo de coordinar las políticas adoptadas por sus miembros en las situaciones de crisis energéticas; la aprobación de créditos especiales por parte del Banco Mundial y de los países de la OCDE en 1975, destinados a aquellos países que presentaban problemas de divisas, entre otras. También en Europa se adoptaron medidas del mismo tipo: Reino Unido creaba *British Oil National Corporation* en 1976 y Alemania el organismo *Erdolbevorratungsverband* en 1978, responsable de vigilar las reservas de crudo de estos países. Unos años más tarde, en 1994, en España se crea la Corporación de Reservas Estratégicas (CORES), responsable de controlar el sistema de reservas de petróleo.

Por otro lado, se advierte un cambio de mentalidad en la política energética de algunos países, que optaron por potenciar fuentes de energía alternativas al petróleo con el fin de reducir su dependencia del crudo y adoptar medidas de fomento de la eficiencia energética; los ejemplos más notorios se pueden encontrar en países como Francia, que comenzó su apuesta por la energía nuclear y que ha mantenido hasta nuestros días, y EEUU, que decidió crear en 1975 la Reserva Estratégica de Petróleo.

No obstante lo anterior, la peor consecuencia que se pudo extraer de este conflicto fue el hecho de que los países árabes tomaran conciencia de su poder estratégico en las relaciones internacionales, así como de su capacidad de utilización de la producción de petróleo como arma geopolítica, lo cual se ha puesto de manifiesto de forma reiterada en las últimas décadas.

Tras la firma del Convenio de Ginebra de 1975 que puso fin al conflicto⁸, la zona vivió una situación de “calma tensa” que se mantuvo hasta septiembre de 1978 cuando estalló la revolución islámica en Irán, que desencadenó la segunda crisis del petróleo⁹.

En esta ocasión, el motivo de la crisis tuvo su origen en la reunión de la OPEP, que se celebró en Abu Dabi en diciembre de 1978, y en la que se acordó una subida de los precios del crudo de un 14%. Si bien el incremento de los precios fue finalmente mucho mayor al previsto inicialmente, dado el ímpetu que adquirió la revolución iraní, que logró la consolidación en el país del sistema político-religioso implantado por los fundamentalistas religiosos.

Así, los cambios que se produjeron en Irán, país que había experimentado un importante crecimiento económico debido a la subida de los precios durante la primera crisis del petróleo, tuvieron una rápida repercusión en el mercado de crudo mundial. La consolidación del régimen islamista produjo importantes cambios en la gestión de los recursos petrolíferos del país; además, el enfrentamiento entre Irán e Irak supuso un recorte drástico de su capacidad de producción y exportación, al constituirse los oleoductos en importantes objetivos militares; y, por último, el hecho de que la OPEP no alcanzara un acuerdo para incrementar su producción de crudo y así poder compensar la carestía de crudo procedente de estos países. Ante esta situación, los consumidores intentaron adelantar sus compras y los productores retrasar sus ventas, y buena parte del mercado a plazo se desplazó al mercado al contado.

Cuando en septiembre de 1980 estalló el conflicto entre Irán e Irak¹⁰, se pensó en un principio que el origen del conflicto se encontraba en las disputas existentes entre ambos países por la frontera del sur y la consolidación del poder islámico en Irán, cuya

⁸ En los pactos político-militares a los que llegaron los beligerantes hay que destacar algunos aspectos en materia energética, como el compromiso por parte de Israel de abandonar los yacimientos de petróleo de Abu Rodeis de los que recibía la mayor parte de su suministro. Sin embargo, paralelamente, Estados Unidos e Israel firmaron un acuerdo secreto por el que aquél se comprometía a suministrar a éste el petróleo que pudiese necesitar en un futuro.

⁹ La revolución iraní de 1979 fue el proceso de movilizaciones que desembocó en el derrocamiento del Sha Pahlevi y la consiguiente instauración de la República Islámica actualmente vigente en Irán. Por ello, suele calificarse a la revolución de *islámica*, aunque en realidad fue un movimiento amplio y heterogéneo que progresivamente fue hegemonizado por el clero chiita, bajo el liderazgo del ayatolá Jomeini.

¹⁰ En aquel momento, estos países representaban dos de los principales productores de crudo del mundo, con lo que cualquier acontecimiento que tuviera lugar en estos países tenía importantes repercusiones en los mercados energéticos mundiales.

propaganda religiosa contra el régimen baasista laico de Bagdad despertaba los recelos de Saddam Hussein, quien temía perder la lealtad de sus súbditos chiíes. Sin embargo, la principal razón de la guerra fue la creencia del presidente de Irak de que la potencia militar de Irán se había debilitado, en gran medida por la revolución iraní de 1979, y que el apoyo que conseguiría por parte de Occidente le permitiría reconquistar Shatt al-Arab y la provincia iraní de Khuzestán.

La guerra duró hasta 1988 y durante este periodo se produjo una importante reducción del suministro mundial de petróleo iraní e iraquí. Las principales compañías petrolíferas occidentales hicieron sonar las alarmas, y los principales países importadores de crudo comenzaron una lucha encarnizada por el aprovisionamiento de hidrocarburos procedentes de otras regiones, antes de que la potencial escasez pudiese afectar a sus economías nacionales. Esto provocó que el precio del crudo se disparara hasta llegar a su entonces máximo histórico de 40 dólares/barril en 1980.

Según algunos analistas económicos, la rigidez a corto plazo de la demanda de petróleo permitió que los países de la OPEP impusieran una política de precios altos que tuvo importantes efectos sobre la economía mundial. El doble choque petrolero, con precios que se duplicaron entre 1973 y 1974 y se triplicaron entre 1979 y 1981, generó para los países importadores un empeoramiento de la relación real de intercambio y la consiguiente pérdida de renta real, además de una considerable transferencia de recursos hacia los países exportadores. Las necesidades de endeudamiento de numerosos países en desarrollo, acuciados por el alza de tipos de interés en los países desarrollados como consecuencia de las políticas monetarias restrictivas de ajuste, establecería el germen de la crisis de la deuda externa a partir de 1982. A medio plazo, como ya había comenzado a ocurrir con la primera crisis del petróleo, los países importadores cambiaron sus pautas de producción y de consumo, intentando reducir el grado de dependencia. Se redujo el consumo de energía por unidad producida, y se diversificó la demanda energética para intensificar el uso del carbón y la energía nuclear. Paralelamente, se fueron explotando yacimientos antes considerados como poco rentables para reducir la dependencia del crudo de los países OPEP, y países como Reino Unido, Noruega, México o China se convierten en grandes productores de petróleo, contribuyendo así a reducir la dependencia del crudo de Oriente Medio.

Tras esta escalada de los precios, los países de la OPEP decidieron intervenir y aumentar su producción lo cual, unido al excedente de crudo existente en el mercado mundial procedente de otras regiones, provocó el paulatino descenso de los precios del crudo a partir de febrero de 1981, tendencia que se mantendría hasta finales de 1985.

A diferencia de lo que se podría pensar, este aumento desenfrenado de los precios del crudo no favorecía a los países que conforman la OPEP y, en particular, a los países del Golfo Pérsico, ya que podía provocar graves problemas de recesión económica en los propios países productores, al disminuir el volumen de sus exportaciones de crudo, por un lado, y al reducir su cuota de mercado al promover la extracción de crudo en pozos situados en otras regiones del mundo donde la extracción resulte más barata, por otro. Así pues, países como Kuwait, Nigeria y Arabia Saudí optaron por incumplir los acuerdos de la OPEP y aumentar la producción de crudo. En este sentido, procede hacer especial mención al papel desempeñado por este último país en la evolución de la crisis del petróleo, en particular en el periodo comprendido entre 1979 y 1985.

Durante estos años Arabia Saudí actuó como país productor “acomodante” (*swing producer*), encargado de completar la producción alcanzada por los demás países miembros hasta lograr alcanzar la cuota previamente fijada por la organización, lo cual le llevó a perder una importante cuota en el nivel de producción de la organización. A partir de 1985, Arabia Saudí se negó a seguir asumiendo ese papel en el seno de la OPEP, lo cual supuso la ruptura del acuerdo sobre cuotas, con el consiguiente derrumbe de los precios del crudo hasta los 15 dólares/barril. Con la aparición de tensiones internas en el seno de la OPEP, y la actitud de Arabia Saudí y Kuwait añadiendo oferta adicional de crudo al mercado, comenzó un proceso de descenso del precio del crudo y, por ende, de su influencia en el precio del crudo mundial, que coincidió con la aparición de otros países en el escenario energético internacional como México, Noruega y Reino Unido.

Posteriormente, en 1990 se produjo la invasión iraquí de Kuwait, con el consiguiente rebrote de los precios del crudo que representaba la tercera gran escalada de precios de la historia. La respuesta de la comunidad internacional no se hizo esperar, no tanto por el potencial estratégico de este país sino por sus importantes recursos petrolíferos, ya que en caso de que éstos se hubiesen acumulado a las abundantes reservas iraquíes, se habría producido una seria alteración en el equilibrio de poder imperante en la región.

En este periodo, el precio del crudo llegó a alcanzar los 35 dólares/barril, como consecuencia del embargo comercial internacional del crudo procedente de ambos países impuesto por la Resolución 661 de 6 de agosto de 1990 del Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas. En enero de 1991, la coalición internacional, encabezada por EEUU, inició su intervención y, a partir de entonces, los precios experimentarían una brusca caída, potenciada por la iniciativa de Venezuela y Arabia Saudí de sustituir la oferta de crudo iraquí.

Así, los precios del crudo fluctuarían durante algunos años en un margen de 15-20 dólares/barril hasta el comienzo de la crisis asiática en 1997. El 15 de agosto de 1991, el Consejo de Seguridad aprobó un sistema de flexibilización del duro embargo consistente en la concesión a Irak de la posibilidad de exportar petróleo, cuyos beneficios estarían destinados a la compra de alimentos, medicinas y otras materias esenciales. Este programa, económicamente administrado por la ONU, se popularizó como el Programa “*Petróleo por alimentos*”, y se hizo oficial el 14 de abril de 1995 con la Resolución 986 (1995), mediante la cual el Consejo de Seguridad autorizó a los Estados, bajo determinadas condiciones, a importar de Irak petróleo y otros productos derivados del crudo por cantidad no superior a 1000 millones de dólares cada 90 días, durante un total de 180 días, a fin de generar recursos para importar artículos humanitarios y así hacer frente a las necesidades del pueblo iraquí.

Con ocasión de la crisis asiática de 1997, los precios del crudo sufrieron una nueva caída llegando a rozar los umbrales alcanzados durante la crisis de 1973, poniéndose una vez más de manifiesto la alta sensibilidad del precio del crudo respecto a situaciones económicas coyunturales a corto plazo. En esta ocasión, la crisis del petróleo estuvo provocada por un importante desequilibrio entre la abundante oferta de crudo existente en el mercado y la escasa demanda por parte de los países asiáticos que se encontraban sumergidos en una profunda crisis bancaria y de política de divisas. Posteriormente, los efectos de esta crisis se extenderían a Rusia y América Latina.

Sin embargo, la siguiente gran convulsión que experimentó el mercado del crudo mundial tuvo su origen en los trágicos acontecimientos del 11 de septiembre de 2001, que iban a marcar el comienzo de una nueva era. La masacre producida en Washington y Nueva York constituyó el mayor ataque terrorista de la historia con más de tres mil

víctimas mortales, y provocó una fuerte convulsión en los pilares básicos de las sociedades occidentales: cambió de raíz la concepción tradicional de las relaciones internacionales y del terrorismo y alteró todos los parámetros establecidos para garantizar la seguridad nacional. En el ámbito energético, los países occidentales (consumidores habituales de petróleo) comenzaron a mirar con recelo a sus, hasta el momento, socios energéticos, ya que al identificar al saudí Osama Bin Laden como ideólogo de los atentados, la sociedad occidental comenzó a tomar conciencia de la conexión entre petrodólares y financiación del terrorismo internacional.

Como reacción a los atentados, en octubre de 2001 tuvo lugar la invasión de Afganistán y, meses más tarde, la invasión de Irak, uno de los protagonistas del considerado “*eje del mal*”¹¹. La repercusión de ambos conflictos en los precios del petróleo no se hizo esperar.

No obstante, en esta ocasión el origen de la escalada de los precios del crudo¹² no se encontraba en la falta de oferta de crudo sino más bien en la situación de inestabilidad geopolítica imperante en las regiones donde se ubican los principales países productores (Oriente Medio, Venezuela, Rusia y Nigeria), y en el espectacular aumento de la demanda de energía en EEUU, China y la India¹³.

De hecho, para algunos analistas esta escalada vertiginosa de los precios del petróleo (que tocó techo a primeros de julio de 2008 cuando superó los 140 dólares/barril, para posteriormente caer más de un 70% a finales de año hasta los 40 dólares/barril) va de la mano con la actual crisis económica mundial. Como muestran estudios del sector¹⁴, los mercados energéticos mundiales se han comportado en términos similares al resto de la economía mundial durante 2008, con bruscas subidas y bajadas de los precios que ponen

¹¹ “*Axis of Evil*” fue el término utilizado por el Presidente de EEUU G. Bush en un discurso el 29 de enero de 2002 para referirse a los regímenes que apoyaban, según él, el terrorismo, haciendo peligrar gravemente la seguridad internacional, las democracias y los derechos humanos de los ciudadanos. Fuente: President George W. Bush, “*The State of the Union Address*,” 29 January 2002. Disponible en: <http://georgewbush-whitehouse.archives.gov/news/releases/2002/01/20020129-11.html>.

¹² Según la AIE, el precio del barril de crudo osciló de los 20 dólares/barril en enero de 2002 a 40 dólares/barril en septiembre de 2004.

¹³ Véase F. Gallardo, “*Crisis financieras y energéticas de ámbito internacional*”, Madrid, Thomson, 2005, p. 231.

¹⁴ Véase “*BP Statistical Review of World Energy*”, June 2009, <http://www.bp.com/statisticalreview>.

de manifiesto la falta de estabilidad y la incertidumbre que impera en los principales sectores industriales. A partir del primer semestre de 2008, el consumo de petróleo ha descendido bruscamente hasta niveles de consumo de 1982, motivado, entre otras, razones por la desaceleración del crecimiento económico de China y la India experimentado en los últimos años¹⁵.

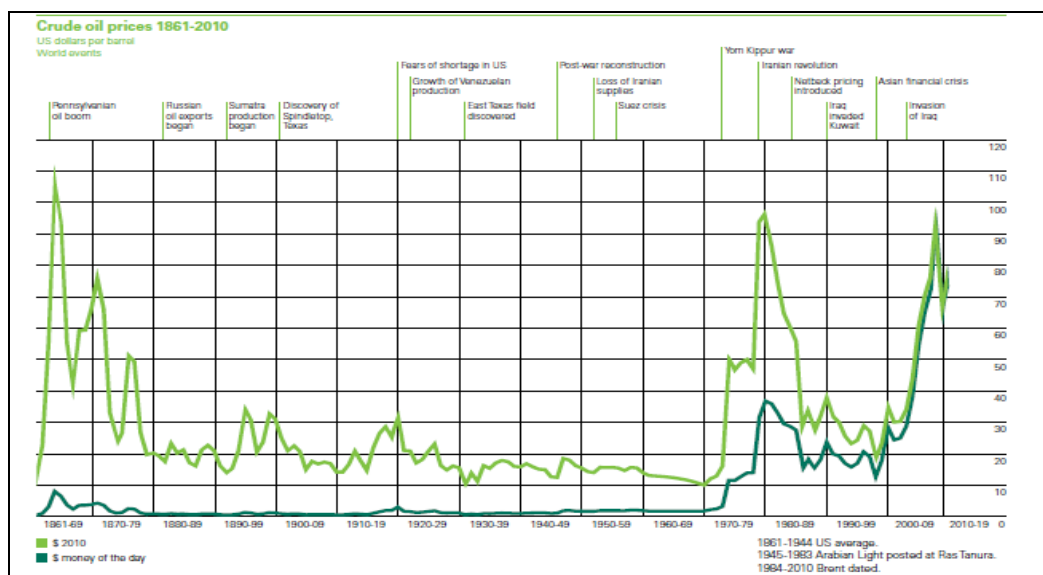


Figura 1. Tabla donde se muestra la volatilidad de los precios del petróleo desde 1861-2010.

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, Londres (2010).

I.2. Concepto de seguridad energética: vulnerabilidad y dependencia energética.

Una vez expuestos los antecedentes históricos que han ido modulando los diferentes aspectos que conforman la seguridad energética, el siguiente paso consiste en

¹⁵ Según figura en el análisis del comportamiento del sector energético en 2008 realizado por BP, por primera vez el consumo de energía primaria en países no pertenecientes a la OCDE excede el consumo energético de países de la OCDE, representando la región de Asia-Pacífico un 87% del crecimiento de consumo energético mundial. En concreto, el crecimiento del consumo energético de China se redujo por quinto año consecutivo; no obstante, el crecimiento de su consumo energético representó $\frac{3}{4}$ del crecimiento del consumo energético mundial. Asimismo, el consumo energético en EEUU también descendió un 2,8%, lo cual representa el descenso de consumo más brusco desde 1982. El aspecto positivo de este cambio de tendencia es el hecho de que, por primera vez en los últimos años, el crecimiento de la producción de energía excedió el consumo, reduciendo así las posibles restricciones energéticas. La producción del crudo procedente de la OPEP aumentó durante 2008, así como la producción de gas natural en EEUU (por segundo año consecutivo como resultado de importantes innovaciones tecnológicas realizadas en el sector), al igual que la producción de carbón en China. Todo ello explica la caída de los precios de las fuentes de energía en general a finales de 2008. Dos años más tarde, el precio del crudo experimentó una espectacular subida tras el inicio del conflicto con Libia en marzo de 2011.

definir el concepto de “seguridad energética” tal y como se concibe en la actualidad. Algunos autores han manifestado que el concepto de seguridad energética es ambiguo por su propia naturaleza, y que está sujeto a distintos significados en función de las circunstancias que imperan en cada momento¹⁶.

No obstante, puede afirmarse que la concepción más común de la “seguridad energética” en la actualidad hace referencia a la seguridad de abastecimiento, entendida como *“la disponibilidad de una oferta adecuada de energía a precios asumibles”*¹⁷.

En términos similares, el Consejo Mundial de la Energía (World Energy Council – WOC) ha definido la seguridad de suministro como el *“suministro ininterrumpible de energía, en cuanto a la cantidad de energía necesaria para satisfacer la demanda a precios razonables”*¹⁸.

Por su parte, en el ámbito europeo la seguridad energética se ha conceptualizado como *“la capacidad de la industria energética, principalmente eléctrica y gasista, de proporcionar sus servicios en todo el territorio comunitario conforme a un alto estándar de calidad y a precios razonables en un mercado paneuropeo competitivo y completamente liberalizado”*¹⁹.

A pesar de los distintos matices de estas definiciones de la “seguridad energética” se pueden extraer varios elementos comunes como son la continuidad de suministro, los precios razonables y la integridad del sistema. Este enfoque de la seguridad energética, fuertemente condicionado por el componente geopolítico, es el más extendido entre los países consumidores de energía y se centra, básicamente, en la seguridad de aprovisionamiento.

¹⁶ P. Isbell, “Reexaminando la seguridad energética”, Análisis del Real Instituto Elcano nº 123-2007, Área de Economía y Comercio Internacional, publicado el 11-12-2007.

¹⁷ AIE, “*Toward a Sustainable Energy Future*”, OCDE-AIE, Paris, 2001.

¹⁸ World Energy Council (WOC), “*Europe’s Vulnerability to energy crisis: executive summary*”, 2008, p. 2.

¹⁹ P. Cameron, “*Competition in Energy Markets – Law and Regulation in the European Union*”, Oxford, 2007.

Los países altamente dependientes de sus fuentes de aprovisionamiento han adoptado dos tipos de estrategias dirigidas a reforzar esta seguridad: por un lado, según el modelo americano basado en el poder “duro” (*hard power*), esto es, un dispositivo militar, diplomático y empresarial puesto a disposición del gobierno como responsable de velar por la seguridad nacional, en general, y de la seguridad energética, en particular; y, por otro, conforme al modelo de la UE basado en el poder “blando” (*soft power*) en el que se trata de llegar a acuerdos en el ámbito energético a través de negociaciones, generalmente utilizando el canal de los acuerdos y tratados internacionales. El problema que surge en este segundo caso, y que se expondrá con mayor amplitud en epígrafes posteriores, es la ausencia de una Política Energética común a nivel interno, y la falta de consenso en materia de Política Energética Exterior que existe en la UE, lo cual dificulta considerablemente el proceso de toma de decisiones para alcanzar acuerdos y fijar objetivos²⁰.

En estas definiciones se puede apreciar la existencia de dos elementos principales en el concepto de seguridad energética: por un lado el elemento económico, en cuanto a la necesidad de obtener una determinada cantidad de energía suministrada a un determinado precio y, por otro lado, el elemento psicológico y subjetivo de la percepción de seguridad. Sin embargo, el concepto de seguridad energética abarca muchos otros elementos que deben ser tenidos en consideración a la hora de analizar la problemática que suscita la seguridad energética en nuestros días, como son la seguridad de las instalaciones (frente al riesgo de ataques o sabotajes en las infraestructuras de energía), la seguridad medioambiental (frente al riesgo de accidentes que pueden provocar daños medioambientales) o la seguridad de la sociedad (en cuanto al efecto que el incremento de los precios de la energía puede tener en los consumidores, especialmente en aquellos que tienen las rentas más bajas)²¹.

²⁰ Algunos autores consideran que, junto con el mencionado “poder blando”, la UE dispone de un importante “poder transformador” basado, por un lado, en su gran capacidad legislativa que compele a los Estados miembros a transponer las disposiciones comunitarias a sus ordenamientos jurídicos nacionales (y, en su caso, adaptarlos cuando surgen discrepancias) y, por otro lado, en su capacidad de privar a terceros Estados de acuerdos preferenciales que le impidan acceder al mayor mercado occidental existente. Véase: M. Leonard y R. Youngs, “*El efecto Europa*”, *Foreign Policy*, nº 23, 2007, p. 2.

²¹ G. Escribano, “*Seguridad energética: concepto, escenarios e implicaciones para España y la UE*”, Documento de Trabajo del Real Instituto Elcano nº 33-2006, Área de Economía y Comercio Internacional, publicado en diciembre 2006, p. 3.

Además, el concepto de seguridad energética varía de forma sustancial en función de la fuente de energía a la que se haga referencia, esto es, según se trate de energía eléctrica, gas natural o petróleo. En el primer caso, se entiende que la seguridad de suministro eléctrico se corresponde con la probabilidad de que la energía eléctrica sea suministrada sin interrupción o, según palabras del WOC, *“la capacidad del sistema eléctrico de suministrar energía a los consumidores finales con un nivel específico de continuidad y cantidad de manera sostenible, de conformidad con los estándares existentes y los acuerdos alcanzados”*²². Por tanto, en un análisis a largo plazo, la seguridad de suministro eléctrico dependerá, básicamente, de que exista un nivel adecuado de inversiones que permitan asegurar la capacidad de generación suficiente para cubrir la demanda, una cartera adecuada de tecnologías que permita gestionar las fluctuaciones y la disponibilidad de combustibles y energías primarias, así como unas infraestructuras adecuadas de transporte y distribución de electricidad.

Sin embargo, en el caso de los hidrocarburos²³, el concepto de seguridad energética varía considerablemente debido a su origen geológico, y esto hace que la seguridad energética referida a estas fuentes de energía convencionales se encuentre vinculada a la existencia de reservas²⁴. Por tanto, en este caso la seguridad física se condiciona a la capacidad de extraer esas reservas y transportarlas a los mercados, lo que a su vez dependerá del acceso a las mismas y del volumen de las inversiones realizadas.

Además, es importante matizar que la seguridad energética en el ámbito de los hidrocarburos debe ser tratada de forma distinta según se haga referencia al petróleo o al gas natural, dada la distinta configuración que presenta cada uno de sus respectivos mercados. Debe tenerse en cuenta que el mercado de petróleo es de ámbito internacional; el transporte de crudo se realiza en su mayor medida por barco y los costes de transporte son relativamente baratos, lo cual permite fácilmente sustituir las fuentes geográficas de

²² World Energy Council (WOC), *“Europe’s Vulnerability to energy crisis: executive summary”*, 2008, p. 86 (traducción propia).

²³ En términos generales, las alusiones que se realizan a la seguridad energética a lo largo de la presente tesis doctoral están referidas a los sectores del petróleo y del gas natural, especificándose oportunamente en aquellos supuestos en los que se haga referencia a otras fuentes de energía.

²⁴ En la industria del crudo es habitual distinguir entre recursos y reservas. Los recursos corresponden a los hidrocarburos que hay en el subsuelo, sean o no recuperables. Las reservas, en el sentido estricto de la palabra, están formadas por acumulaciones conocidas que son (o serán) recuperables, en las condiciones tecnológicas y económicas actuales procedentes de depósitos activos o de aquellos que están en proceso de desarrollo.

aprovisionamiento de crudo recurriendo al mercado internacional²⁵. El precio del petróleo se forma en estos mercados internacionales, los cuales funcionan con una sistemática casi perfecta ya que existe una oferta global (en la que los cargamentos de crudo fluyen de un mercado a otro en función de los arbitrajes de flete) y existe transparencia en cuanto al volumen de las transacciones que se realizan a diario²⁶. Por tanto, el impacto que un corte de suministro puede tener en este mercado relativamente unificado es comparativamente bajo pues el propio mecanismo de precios, al redistribuir el crudo disponible en el mercado entre los agentes que participan en él, lograría amortiguar los efectos que una interrupción temporal podría provocar en los precios.

Por su parte, el mercado mundial del gas es, en su mayor parte, de ámbito regional y funciona principalmente a través de contratos bilaterales a largo plazo de compra garantizada (los llamados contratos “*take or pay*”) con una duración de hasta 30 años²⁷. Por tanto, se trata de un mercado mucho más fragmentado que el mercado de petróleo.

²⁵ Esta configuración del mercado de petróleo tiene su reflejo en los precios del crudo, dado que existen unos precios internacionales para cada tipo de crudo de referencia en los mercados de Nueva York y Londres, a partir de los cuales se derivan los precios de crudos procedentes de otras regiones del planeta. Así se distinguen los siguientes mercados de petróleo: para Europa son relevantes los mercados Mediterráneo (MED o Génova) y Noroeste de Europa (NWE o Amsterdam-Rotterdam-Amberes); en América existen tres mercados de referencia: Golfo de México (USGC), Nueva York (NY) y Costa Oeste (West Coast); en Asia el mercado de referencia es el de Singapur; y en Oriente Medio el más importante es el del Golfo. Por otro lado, las cotizaciones de crudo también hacen referencia al modo de entrega de los productos, distinguiendo entre precios FOB (*Free On Board*) cuando el precio de referencia es el del punto de partida o precio CIF (*Cost, Insurance and Freight*) si el precio a pagar por el cliente incluye los gastos de transporte y de seguro hasta el punto de destino.

²⁶ Un elemento fundamental en el desarrollo del mercado “*spot*” de crudo fue la aparición de los “crudos de referencia” o “marcadores”, los cuales, tal y como su propio nombre indica, sirven como referente para fijar los precios de los crudos de una misma región y con cualidades similares. Los primeros crudos de referencia fueron el “*Arabian Light*” en Oriente Medio y el “*Forties*” en el Mar del Norte. Estos crudos, importantes a la hora de definir el valor de otros crudos en el mercado, constituyen además una variable clave en la mayor parte de las fórmulas de precios establecidas en los contratos de compra-venta de crudo. Hoy en día existen tres principales referencias de crudo en el mundo. El “Brent Dated” (precio Brent en el mercado *spot*): este crudo se produce en el Mar del Norte y es el que se toma como referencia en Europa; el “WTI” (West Texas Intermediate) o crudo de referencia del Golfo de México, a partir del cual forman el precio todos los crudos americanos; y Dubai o crudo de referencia para el área Oriente Medio (Golfo Pérsico). El precio del resto de crudos se forma a partir de la cotización del crudo de referencia +/- un diferencial, que se negocia en función de la diferencia de calidad respecto al crudo de referencia. En este sentido, hay que recordar que los precios del petróleo que se forman en los mercados internacionales sirven de referencia para la formación de los precios de otras energías como la energía eléctrica o el gas natural, dada su indexación a los precios del crudo.

²⁷ Básicamente, existen tres mercados regionales de gas: en Norteamérica (entre EEUU y Canadá), en Europa (entre Noruega, Rusia y Argelia con Europa Occidental) y en el Extremo Oriente (Indonesia, Australia y Oriente Medio con Taiwán, Japón y Corea). A día de hoy, estos mercados se encuentran escasamente conectados, con lo que el gas compite con referencias regionales de energía, impidiendo, por tanto, que existan ajustes de precios comunes y que pueda formarse un precio del gas natural a nivel internacional. Por su parte, la principal forma de contratación de gas existente en estos mercados son los contratos a largo plazo denominados “*take or pay*”. Estos contratos presentan una gran complejidad y comprenden multitud de

En cuanto al transporte de gas natural, es importante señalar las diferencias que surgen cuando éste se realiza en forma líquida (conocido como gas natural licuado – GNL) a través de buques metaneros y cisternas criogénicas, o en forma gaseosa, mediante gasoductos. En el caso del GNL, el gas se puede almacenar como líquido y posteriormente convertir en gas de nuevo (mediante la aportación de calor) en las plantas de regasificación, para introducirlo como gas en la red de gasoductos. Esta operación tiene sentido económico dado que, desde el punto de vista energético, un m³ de gas natural licuado equivale a 600 m³ de gas natural en fase gaseosa. Por tanto, a pesar de los altos costes que lleva consigo el proceso de licuefacción y regasificación del gas natural, el transporte de gas natural en forma de GNL comienza a ser económicamente viable a partir de distancias superiores a los 2.500/3.000 kms. y, especialmente, entre regiones separadas por accidentes geográficos difícilmente salvables mediante gasoductos²⁸.

Sin embargo, en la actualidad apenas el 20% del gas natural que se comercializa internacionalmente se transporta en forma de GNL, lo cual hace que se encarezcan los costes y se dote de mayor rigidez al mercado, debido a la alta dependencia que se genera respecto de la instalación física²⁹. En consecuencia, una interrupción en el suministro de gas tendría una mayor repercusión en la seguridad de suministro (y en los precios) que en

cláusulas. Según estos contratos existe la obligación por parte del comprador de retirar una cantidad determinada de gas de manera que, en todo caso, debe pagar aunque no la retire; esta cantidad se calcula según un alto porcentaje de la cantidad anual contratada corregida (“*Adjusted ACQ*”), deducidas las cantidades no tomadas debidas a causas de fuerza mayor o por causas imputables al vendedor. Asimismo, en estos contratos existen otro tipo de cláusulas como las denominadas “*Make-up*” que corresponden a las cantidades pagadas pero no tomadas, que pueden ser retiradas en años posteriores, siempre que se cumpla la cláusula “*take or pay*”; las cláusulas “*Carry Forward*”, que se emplean cuando no existen cantidades “*Make-up*” y conforme a las cuales las cantidades tomadas en exceso del “*Take or pay*” podrán arrastrarse a años posteriores, según un máximo en % sobre la cantidad anual contratada. Además, el precio del gas en estos contratos suele tener dos componentes: el precio base y la parte variable. La parte variable del precio suele estar indexada a precios de productos sustitutivos en mercados internacionales, como el petróleo.

²⁸ El punto de indiferencia entre el coste del transporte del gas por gasoducto submarino o por barco se encuentra por encima de los 3.000 kms. A partir de esta distancia es más barato el transporte marítimo. El coste del transporte por gasoducto submarino es entre 3 y 5 veces el equivalente en tierra y, por tanto, el equilibrio se obtiene a distancias muy inferiores.

²⁹ No obstante, parece que esta tendencia comienza a invertirse por el rápido crecimiento que está experimentando el mercado de GNL a nivel mundial. De hecho, la presencia de GNL en la cesta de aprovisionamientos en España es especialmente relevante para amortiguar la carencia tanto de almacenamientos subterráneos como de producción nacional, utilizados ambos en otros países para hacer frente a la estacionalidad de la demanda. Adicionalmente, el elevado protagonismo del GNL en el balance de aprovisionamientos de nuestro país es también resultado de la, por ahora, limitada interconexión mediante gasoducto con Europa y Argelia, así como de la saturación de la capacidad de los mismos con los contratos de aprovisionamiento actuales. Esta situación se empieza a corregir a raíz de la entrada en funcionamiento del gasoducto submarino del *Medgaz*, en marzo de 2011.

el caso del petróleo, dado que el nivel de dependencia existente en este mercado es mucho mayor.

Además, el problema de emplear más gas natural para reducir la dependencia del petróleo y el carbón sigue siendo un objetivo a largo plazo, dado el alto coste que supone desarrollar nuevas reservas de gas natural y el largo periodo de tiempo que generalmente es necesario para desarrollar los nuevos yacimientos (en algunos como en Troll, Sakhalin o Stokhman este periodo ya supera los 15 años). Entre tanto, las distancias a los mercados no dejan de aumentar, y el coste total de transportar el gas natural por gasoducto o buques para el transporte de GNL es superior al del petróleo o el carbón. Al igual que sucede con el petróleo, la distribución geográfica de los recursos de gas natural es muy desigual y éstos se localizan, principalmente, fuera de las grandes regiones consumidoras. Esta realidad está empezando a generar problemas económicos y geopolíticos comparables a los planteados por el petróleo³⁰.

Tras estas precisiones preliminares, centrémonos en el análisis de los dos principales elementos que conforman la seguridad energética, esto es, la seguridad física y la seguridad económica.

Seguridad física

En cuanto a la seguridad física, ésta se encuentra vinculada a la interrupción del suministro de energía, tanto de manera total como parcial, temporal o definitiva. Las

³⁰ Un aspecto del GNL que a menudo se omite (pero que comparte también con el petróleo) es la vulnerabilidad y la saturación de las rutas marítimas. En el futuro puede que el GNL tenga que emplear esas mismas rutas ya saturadas, pasando por el Canal de Suez, el Bósforo, el Estrecho de Gibraltar, el Canal de la Mancha, el Estrecho de Malaca o incluso las rutas marítimas del Ártico. Asimismo, el terrorismo representa una amenaza estratégica y económica para los países productores y consumidores de hidrocarburos. El Estrecho de Ormuz es el paso marítimo del 40% del petróleo mundial, con lo que se advierte una importante sensibilidad de los mercados a los acontecimientos que suceden en esta zona. Prueba de ello fue la colisión accidental del submarino americano *USS Hartford* con el buque anfibio *USS New Orleans* el 20 de marzo de 2009 que se tradujo en una brusca subida de los precios del petróleo en el mercado NYMEX. También las costas de Somalia suelen ser noticia, en los últimos años, por los actos de piratería en esta zona que también afectan a buques petroleros. Y, más recientemente, el secuestro del "*Mattheos I*", asaltado por piratas frente a la costa de Togo cuando trasvasaba gasoil a un barco noruego para robar el combustible, puso una vez de manifiesto el problema de la seguridad marítima y su repercusión en la seguridad energética, y la necesidad de dar una respuesta conjunta y coordinada a nivel mundial.

causas de la interrupción pueden ser múltiples: accidentes o mal funcionamiento de las instalaciones de energía, atentados terroristas, guerras, desastres naturales o cortes de suministro realizados como medida de presión o arma política, entre otras.

Esta apreciación de la seguridad de suministro se suele corresponder con la visión a corto plazo de la seguridad energética que tienen la mayoría de los países consumidores, y que son altamente dependientes de una única fuente de importación de energía del exterior (esto es, que se encuentran conectados mediante una instalación física como un gasoducto, por ejemplo) y en los que un corte temporal en el abastecimiento energético puede producir graves perjuicios en su sistema económico y provocar el caos social.

En cualquier caso, se debe tener en cuenta que este concepto de seguridad de abastecimiento (por el lado de la demanda) se manifiesta de distinta forma según se trate de un escenario a corto o largo plazo. En el primer caso, los efectos de la falta de la seguridad del abastecimiento se manifiestan, generalmente, en una subida de los precios de la energía, mientras que, en el segundo caso, se traducen en una falta de inversión en las infraestructuras y en una carencia de políticas eficientes y globales de gestión de la demanda, lo cual puede provocar daños estructurales aún más graves que la propia subida de los precios.

Seguridad económica

En cuanto a la seguridad económica, ésta se encuentra relacionada con la oscilación de los precios que se producen como consecuencia de las interrupciones físicas de suministro o de movimientos especulativos en los mercados³¹. Este parámetro es medido, frecuentemente, en función de las importaciones energéticas que realiza un país, y se encuentra íntimamente vinculado con la intensidad energética, esto es, la energía necesaria para generar cada euro de PIB³².

³¹ J. M. Marín Quemada y G. Escribano, *“Seguridad energética en la UE: implicaciones para España”*, Energía: Una visión económica. Club Español de la Energía, 2008, Madrid, p.142.

³² Según algunos analistas económicos, la razón del crecimiento en el consumo energético mundial hay que buscarla en la relación directa entre el grado de desarrollo económico de un país y su nivel de consumo energético. Así, en los países más desarrollados, cuyo PIB per cápita supera los 25.000 dólares anuales, existe un mayor consumo de energía, que oscila entre las 3,2 toneladas equivalentes de petróleo/persona en el caso de Italia, hasta los 7,9 Tep/persona de Estados Unidos. Por otro lado, si se revisa el consumo energético

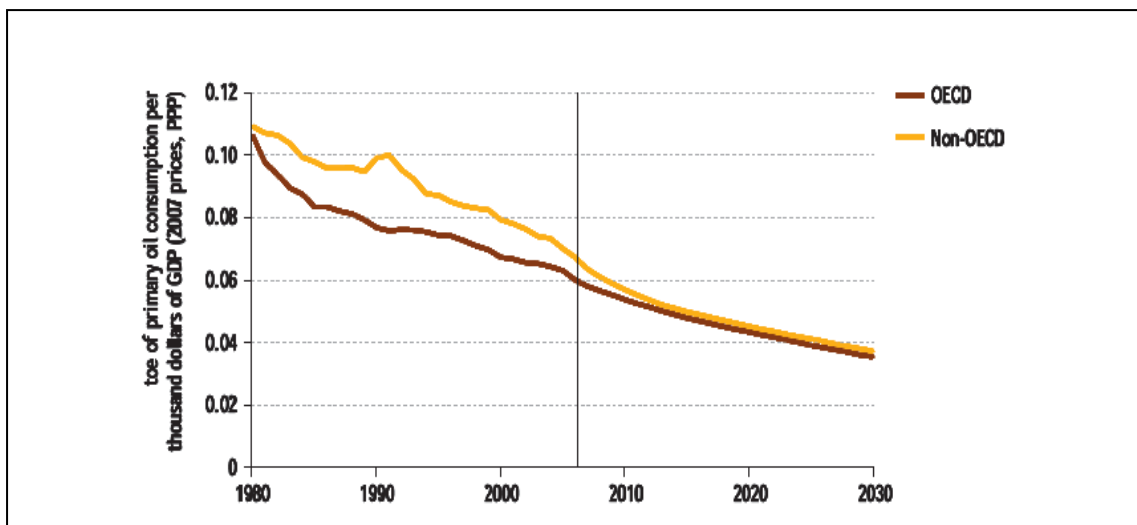


Figura 2. Gráfico que muestra la evolución de la intensidad energética en el escenario de referencia hasta 2030.

Fuente: World Energy Outlook, IEA (2008).

Según lo expuesto, se puede apreciar claramente que el fomento de ambas formas de seguridad energética (física y económica) requiere la adopción de medidas distintas. En el caso de la seguridad física, las medidas se centrarán en la puesta en marcha de políticas de diversificación de las importaciones energéticas. Mientras que, en el caso de seguridad económica, estas políticas tendrán como objetivo reducir la incidencia que las variaciones del precio de las energías importadas pueden tener en las variables económicas nacionales.

con parámetros de producto interior se observan grandes diferencias entre países. Por ejemplo, llama la atención el alto valor y la tendencia creciente de la intensidad energética en China, interrumpida tan sólo en los años de la denominada “crisis asiática” a finales de los 90, que en 2004 quintuplicó el de España y prácticamente cuadruplicó el de Estados Unidos, cuya intensidad energética es ya de por sí la mayor de la de los países pertenecientes a la OCDE. En general, se observa que aquellos países en vías de desarrollo, como China, la India o Venezuela, presentan una intensidad energética creciente y muy por encima de los países pertenecientes a la OCDE, como Estados Unidos, España, Reino Unido o Japón. Lo cierto es que, a pesar de que el consumo energético mundial ha seguido en los últimos años una tendencia creciente como consecuencia del desarrollo económico, el ratio de intensidad energética tiende a disminuir en países desarrollados. La razón es que, tras la primera crisis del petróleo en la década de los 70, estos países adoptaron medidas de ahorro energético que, unidas a la importancia creciente del sector servicios en las economías desarrolladas (menos demandante de energía primaria) han hecho disminuir su ratio de intensidad energética. En los países en vías de desarrollo este ratio de consumo energético por unidad de PIB ha crecido significativamente en los últimos años debido a que su potencial de ahorro energético es mucho más limitado y el peso del sector servicios en sus economías es menor.

Vulnerabilidad y dependencia energética

Para finalizar este apartado dedicado al concepto de seguridad energética, debemos realizar una última precisión sobre las diferencias existentes entre las nociones de “vulnerabilidad” y “dependencia energética”.

Como matizaba oportunamente el Consejo Mundial de la Energía, en su informe sobre la vulnerabilidad que presenta Europa ante una potencial crisis energética, un país que logra satisfacer la mayor parte de sus necesidades energéticas mediante importaciones a precios asequibles y empleando formas de aprovisionamiento bien diversificadas podrá ser dependiente, pero no necesariamente vulnerable. En cambio, un país que sea capaz de autoabastecerse energéticamente, pero empleando tecnologías obsoletas y con unos costes de producción desorbitados, podrá ser energéticamente independiente del exterior pero altamente vulnerable³³.

Por otro lado, el propio concepto de “vulnerabilidad” presenta un alto componente subjetivo, lo cual dificulta su cuantificación. Esto es, un país puede ser altamente dependiente de una única fuente de aprovisionamiento, y no considerarse “vulnerable” al considerar que esta fuente es fiable y segura. Esta subjetividad puede ser estimada a través de distintos indicadores, entre otros el número de días que las reservas estratégicas y comerciales son capaces de abastecer la demanda de energía. También suelen emplearse otros criterios para evaluar la vulnerabilidad, como los índices de concentración o diversificación de las importaciones (índice Herfindahl-Hirschman), la implicación de cada fuente de energía en la producción de electricidad y el consumo de energía por habitante.

Por su parte, la “dependencia” se encuentra más relacionada con los porcentajes que representan las importaciones netas sobre el total de la producción o el consumo bruto de energía, tanto en términos físicos como económicos. Por tanto, para reducir la dependencia será necesario reducir el volumen de las importaciones de energía, y no tanto diversificar las fuentes de aprovisionamiento.

Según algunos analistas, en un escenario a largo plazo, la vulnerabilidad es más importante para garantizar la seguridad de suministro que la dependencia, ya que, por un

³³ World Energy Council (WEC), “*Europe’s Vulnerability to energy crisis: executive summary*”, 2008, p. 2.

lado, se amplían las posibilidades de diversificar tanto el *mix* energético del país, como los países proveedores y las rutas de origen y tránsito de sus importaciones y, por otro lado, con el tiempo la demanda se acaba ajustando a la oferta, alterándose el modelo de consumo energético, lo que acaba reduciendo el nivel de dependencia del país³⁴. Es por ello que la noción de “vulnerabilidad” debe ser tomada en cuenta, tanto por los dirigentes políticos como por los agentes del mercado (*stakeholders*), a la hora de adoptar decisiones en determinadas áreas que ayuden a mitigar los efectos de una posible crisis energética³⁵.

Estos conceptos hay que diferenciarlos, a su vez, de la noción de “conectividad”, que alude al grado de conexión que tiene una red o interconexión que presenta un sistema³⁶. El concepto de la “conectividad de las redes” es fundamental a la hora de determinar el grado de vulnerabilidad que presenta un sistema, ya que cuanto más interconectado se encuentre el sistema, más inmune se vuelve a la inseguridad energética. Así, en caso de que se produzca una interrupción en el suministro en un sistema interconectado, el propio sistema dispondrá de mecanismos de defensa para suplir la carencia producida y utilizar otra fuente de energía, paliando los efectos perniciosos que el corte pueda producir al sistema en general. Por otro lado, el sistema interconectado optimiza al máximo las instalaciones disponibles y evita duplicar instalaciones que únicamente serían utilizadas en casos de situaciones de emergencia y, además, logra un efecto de concienciación general frente al problema que originó la interrupción, ya que permite la puesta en marcha de mecanismos comunes por parte de los afectados. Piénsese, por ejemplo, en los casos de interrupción del suministro eléctrico que se han vivido en los últimos años en Europa, los cuales han permitido la adopción de acuerdos que, en otras condiciones, se hubiesen demorado considerablemente³⁷.

³⁴ G. Escribano, “*Seguridad energética: concepto, escenarios e implicaciones para España y la UE*”, Documento de Trabajo del Real Instituto Elcano nº 33-2006, Área de Economía y Comercio Internacional, publicado en diciembre 2006, p. 6.

³⁵ Según el WEC, la vulnerabilidad puede ser cuantificada empleando una serie de indicadores de diversa naturaleza: macroeconómicos (como la dependencia energética respecto del exterior, la intensidad energética en cuanto al consumo de energía, las toneladas de emisiones de carbono producidas por las energías primarias, el volumen de las importaciones netas de energía, etc.), microeconómicos y tecnológicos (grado de obsolescencia tecnológica), sociales (capacidad de acceso a las redes por los consumidores, nivel de pobreza en términos de capacidad económica para acceder a los suministros) y geopolíticos (en cuanto al nivel de dependencia de los países exportadores de gas y petróleo).

³⁶ G. Escribano, “*Seguridad energética: concepto, escenarios e implicaciones para España y la UE*”, Documento de Trabajo del Real Instituto Elcano nº 33-2006, Área de Economía y Comercio Internacional, publicado en diciembre 2006, p. 7.

I.3.- Perspectivas y factores de riesgo de la seguridad energética.

Según apuntábamos anteriormente, el problema de la seguridad energética puede analizarse, básicamente, desde dos perspectivas: desde el lado de la oferta y desde el lado de la demanda.

Cuando se analiza la seguridad energética desde el lado de la demanda, se tiende a adoptar medidas referidas a políticas de gestión de la demanda, tales como la eficiencia y el ahorro energético, los subsidios y ayudas de Estado y la fiscalidad sobre los productos energéticos, entre otras. En cambio, al abordar la problemática de la seguridad energética desde el lado de la oferta, se suele optar por poner en práctica medidas que contribuyan a garantizar el acceso a las fuentes de energía.

En la actualidad, existe una tendencia por parte de los países consumidores de energía de prestar una mayor atención al problema de la seguridad energética desde el lado de la oferta, debido al elevado índice de vulnerabilidad energética que presentan estos países del exterior. No obstante, es importante mencionar que la seguridad energética abarca una problemática compleja, que debe ser abordada mediante un enfoque global que comprenda soluciones en ambos aspectos.

Por tanto, a la hora de determinar las medidas que pueden resultar más efectivas para afrontar la cuestión de la seguridad energética, debemos comenzar por analizar los

³⁷ Nos referimos, por ejemplo, a las interrupciones de suministro eléctrico que tuvieron lugar en 2003 en países como EEUU, Canadá, Italia, Suecia, Dinamarca, Reino Unido y Finlandia o el apagón acaecido en gran parte de Europa el 4 de noviembre de 2006, cuando una línea de alta tensión tuvo que ser desconectada para abrir un puente que permitiera el paso a un buque. Ello produjo la sobrecarga de las líneas y finalmente la división de la Unión de Coordinación de la Red de Transporte de Electricidad (UCTE) en tres zonas: oeste, este y sudeste. En la zona oeste se registró falta de potencia mientras que en la zona este hubo un aumento excesivo. Para hacer frente a la falta de potencia en la zona oeste se cortó, mediante dispositivos automáticos, el suministro a los usuarios de los países afectados. La zona más afectada fue Francia, donde 5 millones de usuarios quedaron desabastecidos. En Alemania también millones de usuarios se vieron perjudicados y en Bélgica, Países Bajos, Italia y España algunos cientos de miles de abonados se quedaron sin electricidad. Este grave incidente puso de manifiesto la necesidad de adoptar una acción coordinada y común para garantizar la seguridad de suministro de electricidad en toda la Unión Europea. En consecuencia, los Estados miembros acordaron acelerar (dentro de un nuevo mecanismo y estructura comunitarios) la adopción de normas comunes vinculantes de seguridad de la red, alcanzar un mayor nivel de coordinación entre gestores del sistema de transporte de electricidad para asegurar el funcionamiento en tiempo real de la red de suministro europea, aumentar la inversión en la red europea para asegurar su fiabilidad, así como la creación de un auténtico mercado europeo competitivo. En este sentido, las propuestas que la Comisión Europea había expuesto en su Plan prioritario de interconexión comenzaron a ponerse en práctica y la UE acordó dar prioridad a una lista de proyectos de infraestructuras energéticas que conforman la Red de Energía Trans-Europea (*Trans-European Energy Networks*).

principales factores de riesgo que deben ser tenidos en consideración en el diseño de estas políticas.

En este sentido, el Consejo Mundial de la Energía, en su informe sobre la Vulnerabilidad de Europa ante las crisis energéticas³⁸, detectó entre los principales factores de riesgo de la seguridad energética los siguientes:

- El agotamiento de las reservas.
- El factor geopolítico: la inseguridad de las fuentes de aprovisionamiento, las rutas de tránsito y las instalaciones energéticas.
- La volatilidad de los precios.
- La falta de inversiones en proyectos energéticos.

Asimismo, hay que tener en cuenta otros riesgos que pueden poner en peligro la seguridad de suministro a corto plazo, como son los desastres meteorológicos, los ataques terroristas en elementos críticos de las infraestructuras energéticas (tales como gasoductos, centrales nucleares, presas, etc.), así como los problemas de operación diarios y estacionales, entre otros. Por otro lado, en el ámbito concreto de la seguridad de suministro del gas natural y, en particular, en el contexto de la UE, algunos analistas han señalado la oportunidad de valorar aspectos como la escasa diversificación de las importaciones de energía y la estructura de los contratos de aprovisionamiento³⁹.

³⁸ Los factores de riesgo mencionados se refieren a la vulnerabilidad que presenta Europa frente al suministro de gas y petróleo, que son los ámbitos en los que se va a centrar la presente tesis doctoral. Para una información adicional sobre los factores de riesgo referidos al suministro de otras fuentes de energía como el carbón, las energías renovables o la energía nuclear, véase: World Energy Council (WOC), *“Part Four: Europe’s Vulnerability to shortages”*, Europe’s Vulnerability to Energy Crises, 2008, p. 35-56.

³⁹ J. Stern, *“Security of European Natural Gas Supplies: the impact of the import dependence and liberalization”*, London, 2002, p. 7.

I.3.1. El agotamiento de las reservas.

Cuando se aborda la cuestión de las reservas de hidrocarburos⁴⁰ y sus implicaciones en cuanto a la seguridad energética, debe partirse de dos premisas: el hecho de que las reservas se encuentren repartidas geográficamente de manera desigual a lo largo del planeta, produciendo un importante desequilibrio entre oferta y demanda, y, por otro, la preocupación, cada vez más patente, de la posible escasez mundial de crudo (el denominado “*peak oil*”).

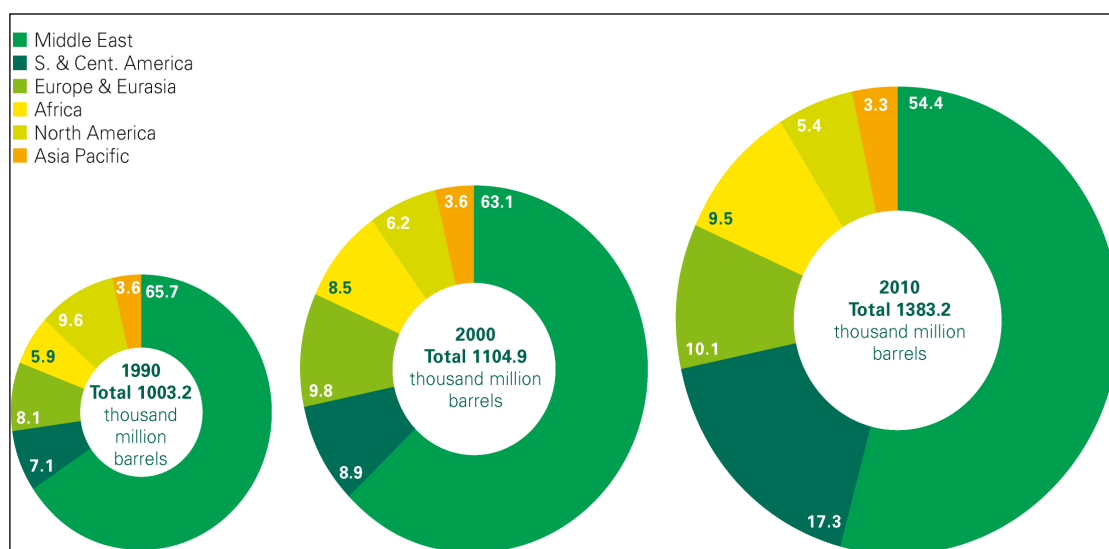


Figura 3. Evolución de la distribución regional de las reservas probadas de crudo desde 1990 a 2010.
Fuente: BP Statistical Review of World Energy, Londres (2011).

La cuestión del reparto desigual de las reservas de hidrocarburos, y las consecuencias geopolíticas que esto conlleva, será ampliamente analizada más adelante por su relevancia en el panorama energético mundial. No obstante, es importante recordar que la mayor parte de las reservas de productos petrolíferos se encuentran en áreas alejadas de

⁴⁰ Generalmente se distingue entre reservas probadas, probables y posibles. Según establece la Security and Exchange Commission (SEC) americana, las reservas probadas deben tener una fiabilidad del 99%, las probables del 50% y las posibles del 10%. Estos parámetros difieren mucho de los empleados por los países menos industrializados, que al cuantificar las reservas probadas engloban también las reservas probables. Según datos de la OPEP de 2007, el 75% de las reservas de petróleo se encuentran en países que pertenecen a esta asociación, completándose este porcentaje con las reservas de Rusia y Angola, este último país perteneciente también a la OPEP desde 2007. Para un análisis más extenso sobre el agotamiento de las reservas de crudo y las tendencias en el precio del petróleo, véase: Comisión de la Energía y el Cambio Climático, “*El agotamiento de las reservas de crudo y las tendencias en el precio del petróleo*”, Academia Francesa de la Tecnología, Cuadernos de Energía (separata 19), Club Español de la Energía, Madrid, Febrero 2008; M. Marzo Carpio, “*El suministro global de petróleo. Retos e incertidumbres*”, Cuadernos de Energía (separata 29), Club Español de la Energía, Madrid, junio 2010, p. 20.

los centros de consumo. En concreto, hoy en día el 54,4% de las reservas mundiales de crudo se encuentra en Oriente Medio, que sólo representa el 7% del consumo. Los países de la OCDE, en cambio, aglutinan el 60% del consumo y sólo el 7% de las reservas.

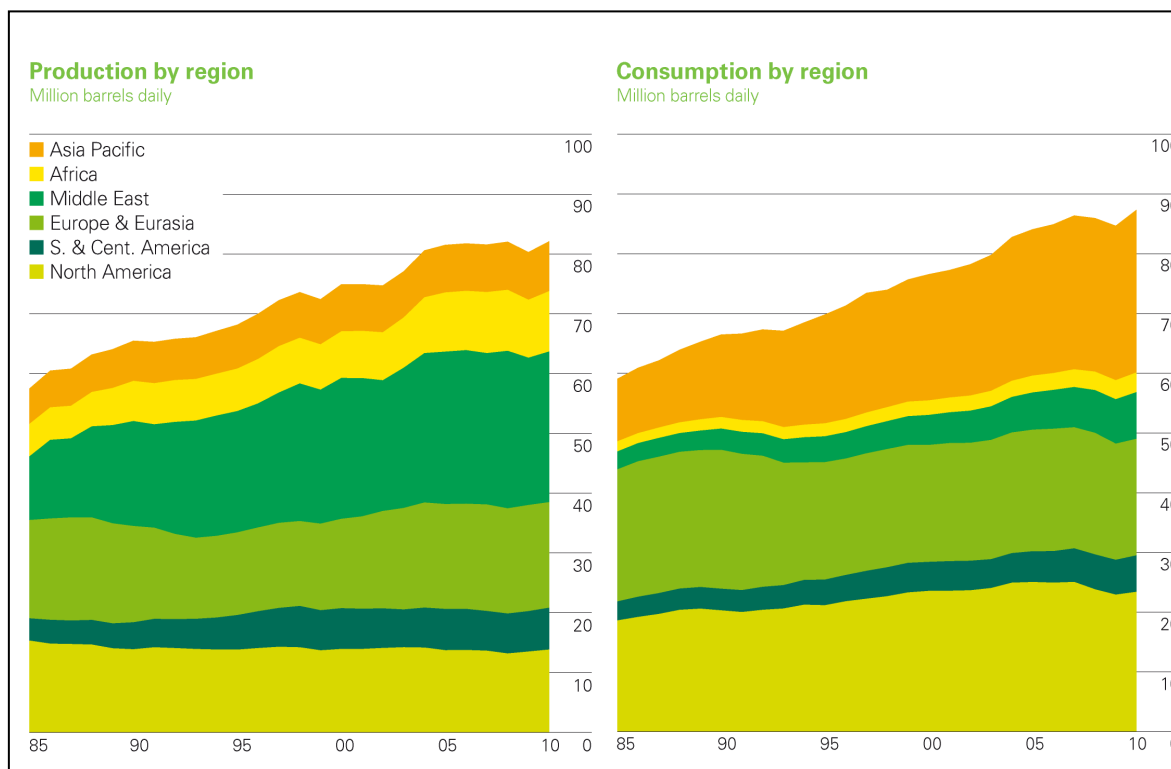


Figura 4. Evolución de los ratios de producción/consumo de petróleo por regiones desde 1985 a 2010.

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, Londres (2011).

Pero centrémonos ahora en la cuestión del agotamiento de los recursos. Según los estudios realizados por algunas organizaciones internacionales⁴¹, se calcula que las reservas probadas de crudo son de alrededor de 15,986 mil millones de barriles, lo que equivaldría al suministro de cuarenta años (según el índice de la producción actual)⁴².

Por su parte, las reservas de gas se cuantifican en términos similares, si bien su duración se estima que sería superior a los sesenta años. No obstante, estas previsiones

⁴¹ En este ámbito hay que destacar los estudios realizados por la Agencia Internacional de la Energía (AIE), la Energy Information Administration (EIA), la Asociación Americana de Geólogos del Crudo (AAPG), la Sociedad de Ingenieros del Crudo (SPE), el Congreso Mundial sobre el Petróleo (WPC), así como las estadísticas publicadas por el "Oil and Gas Journal", "World Oil Journal", "BP Statistical Review" y el "Estudio Geológico Estadounidense" (USGS), entre otros.

⁴² BP Statistical Review June 2011.

deben ser acogidas con precaución, ya que existen importantes discrepancias en cuanto a los datos que facilitan estas organizaciones.

Estas discrepancias surgen, básicamente, por la falta de transparencia de los países productores en cuanto a la información relativa a las reservas subterráneas existentes⁴³, así como por la falta de unidad de criterio que se advierte en la estimación de las reservas, dada la imposibilidad de realizar una medición objetiva y directa de las mismas.

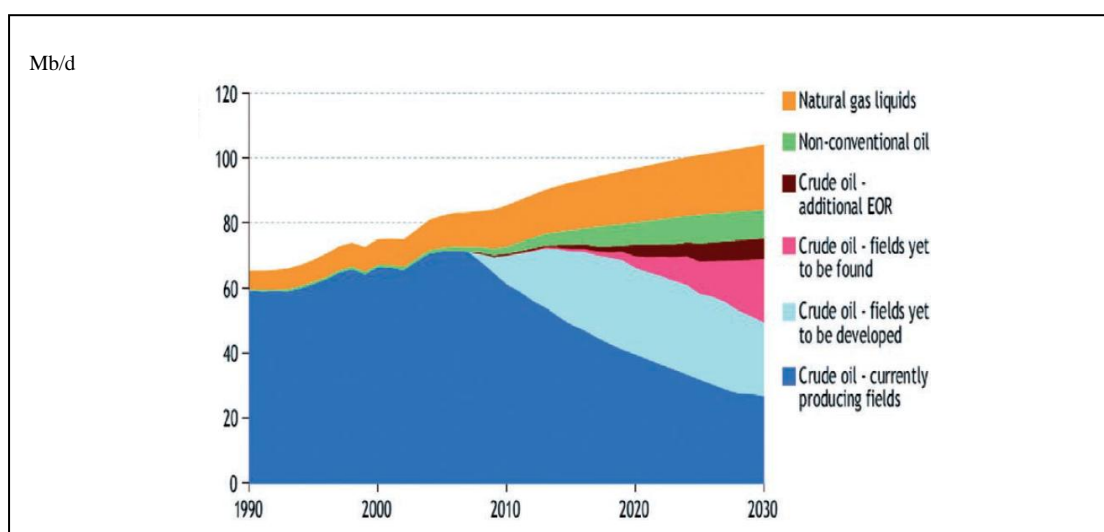


Figura 5. Pronóstico sobre el futuro de la producción mundial de petróleo y sus fuentes.

Fuente: Escenario de Referencia del World Energy Outlook, IEA (2008).

Por este motivo, es necesario recurrir a predicciones basadas en hipótesis económicas, así como a presunciones sobre la viabilidad de los proyectos para lograr la extracción de los recursos y a otros parámetros de índole geológica. Por otro lado, parte de esta discrepancia es debida a la distinta concepción de reservas “convencionales” y “no convencionales” de petróleo.

⁴³ De hecho, en el artículo “Petróleo ¿cuanto queda realmente?” de L. M. Ariza, publicado en el suplemento dominical del diario El País el 1 de junio de 2008, se hacía alusión al reciente descubrimiento de una extraña formación geológica, bautizada con el nombre de Ciudad Perdida, y ubicada a 4.200 kms. al este de Florida, que podría revolucionar el precio del crudo y cuestionar las previsiones sobre las reservas existentes hasta el momento. A raíz de este descubrimiento, algunos geólogos han empezado a barajar la posibilidad de que los hidrocarburos pudiesen formarse en profundidades de entre 100 y 300 kms. y, por tanto, tener un origen no biológico. Posteriormente, estas moléculas ascenderían al lugar donde se encuentran los yacimientos convencionales y, debido a la acción del agua que circula por debajo de las rocas, los componentes del petróleo se dispersarían a lo largo del lecho marino, convirtiendo a éste en un gran yacimiento mundial.

Tradicionalmente, las reservas “convencionales” estaban formadas por aquellos hidrocarburos que podían producirse conforme a las condiciones tecnológicas y económicas presentes o futuras. En cuanto a las condiciones tecnológicas, hay que señalar que las inversiones en innovación constituyen una pieza clave en el ámbito de la exploración y extracción, pues de ello dependerá, por ejemplo, que las inmensas reservas de crudo que se encuentran en zonas de difícil extracción (como las arenas asfálticas canadienses o el petróleo extra-pesado del Orinoco de Venezuela) puedan ser cuantificadas como reservas convencionales, o que la mejora medioambiental de antiguas tecnologías como la transformación de carbón en petróleo empleada en China o Sudáfrica pueda convertirse en una alternativa rentable; además, esto contribuye significativamente a reducir los costes de extracción (como de hecho ha ocurrido con la implantación del método de perforación horizontal).

En el terreno tecnológico, el Informe HyWays financiado por el Programa de investigación de la Unión Europea, vaticinó que el consumo de crudo en el sector del transporte terrestre se reduciría en un 40% de aquí a 2050 mediante la utilización del hidrógeno⁴⁴. Así, según este informe, en 2030 se alcanzaría el umbral de rentabilidad con un parque de 16 millones de automóviles y unas inversiones totales acumuladas de 60.000 millones de euros en infraestructuras.

Respecto a las condiciones económicas, el nivel de reservas se encuentra condicionado al precio del crudo actual y previsto, el cual será determinante a la hora de poner en marcha mejores sistemas de extracción que faciliten el acceso a nuevas reservas.

En las últimas décadas, muchos científicos de todo el mundo han abordado la cuestión del fin del petróleo, conformándose dos corrientes doctrinales: por un lado, los pesimistas (geólogos en su mayoría) que consideran que quedan pocos descubrimientos geológicos por hacer y estiman que el tope de la producción mundial del petróleo se producirá entre 2005-2010 en 90 millones de barriles diarios y, por otro lado, los optimistas (economistas principalmente) que consideran que, a día de hoy, sólo se conoce una parte de las reservas de crudo existentes, y que tanto la innovación industrial como el progreso tecnológico facilitarán el acceso a nuevas reservas.

⁴⁴ Disponible en: <http://www.hyways.de>

En cualquier caso, basándonos en un análisis lo más objetivo posible de la cuestión, se podría concluir que en los últimos años se viene observando un descenso generalizado de la producción de crudo⁴⁵, un agotamiento progresivo de las reservas existentes⁴⁶, una tendencia a la nacionalización del sector de hidrocarburos en los países productores⁴⁷ y un incremento incesante de la demanda mundial de petróleo que podrían cuestionar las posibilidades de incrementar la producción mundial de hidrocarburos en las próximas décadas⁴⁸.

⁴⁵ A este respecto, piénsese por ejemplo en el caso de los tres productores principales de petróleo de las últimas décadas: el nivel de producción de EEUU se está reduciendo drásticamente; Rusia se encuentra en pleno proceso de nacionalización de los hidrocarburos y, gracias a las inversiones estatales en la industria, está logrando mantener su nivel de producción; y, por último, aunque parece que Arabia Saudí es la única capaz de incrementar su actual volumen de producción, en la reunión mantenida entre el Presidente de EEUU y el Ministro del Petróleo saudí Ali Naimi en mayo de 2008, en la que EEUU solicitaba un incremento de la producción del crudo por parte de la OPEP, la respuesta saudí fue que los países árabes sólo incrementarían su producción en el mercado del petróleo cuando el propio mercado justifique la necesidad de este incremento.

⁴⁶ La cuestión del agotamiento progresivo de las reservas existentes y el descenso de la producción de crudo se encuentran vinculadas a las teorías desarrolladas en los años cincuenta por M. K. Hubbert, quien estableció un método en el que la curva de la producción mundial de petróleo se asemejaba a una curva de campana regular y casi simétrica. Aplicando este método a los yacimientos de crudo, se pudo concluir que al inicio de la explotación de un yacimiento el rendimiento aumenta de forma progresiva y, al llegar a su límite, comienza un declive hasta llegar a su punto máximo, con independencia de los esfuerzos e inversiones que se realicen para cambiar esta tendencia. Si se toma conciencia de que estamos llegando a ese pico (*"peak oil"*) a escala mundial, podría producirse un máximo en los precios del petróleo que podría desembocar en una nueva crisis del petróleo. Fuente: <http://www.mkinghubbert.com>.

⁴⁷ Aunque este asunto será ampliamente tratado en los siguientes apartados, es importante tener en cuenta que este fenómeno de la nacionalización tiene importantes repercusiones en cuanto al agotamiento de las reservas, ya que se dificulta la inversión por parte de empresas (principalmente extranjeras) que pueden proporcionar la tecnología necesaria para la explotación de los recursos en estas zonas.

⁴⁸ De hecho, según publicó la AIE en su informe *"World Energy Outlook"* de noviembre de 2008, la seguridad de suministro global de crudo depende más de la tasa de declive de la producción que de la tasa de crecimiento de la demanda, debiéndose por tanto destinar la mayor parte de las inversiones a compensar la pérdida de capacidad productiva de los campos petrolíferos que se encuentran en explotación. A este respecto, véase: <http://www.worldenergyoutlook.org>.

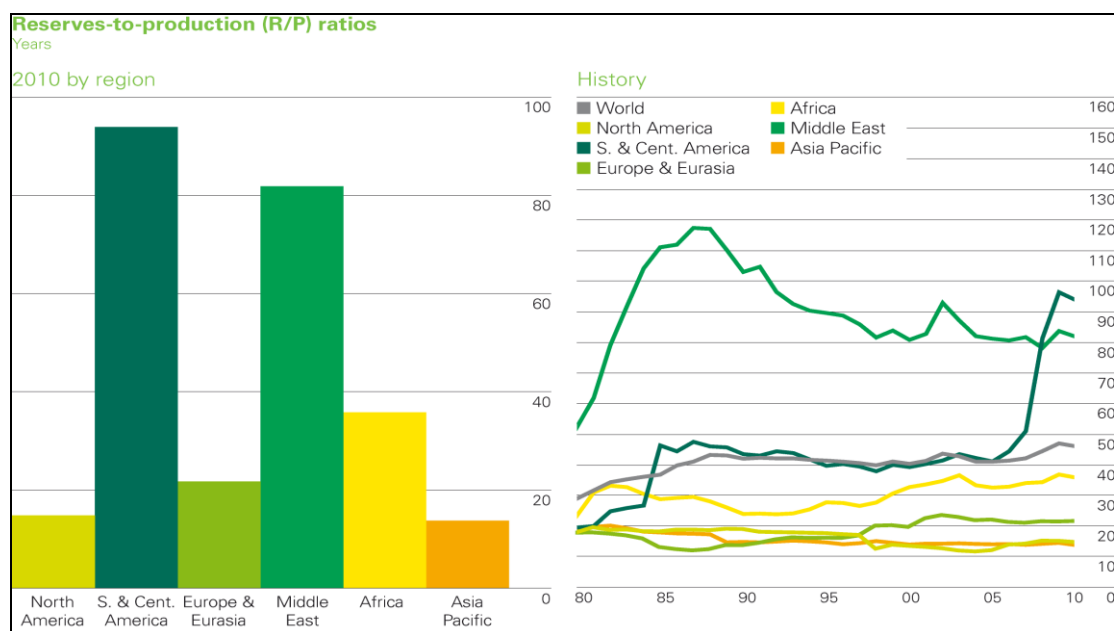


Figura 6. Evolución de los ratios reservas/producción de petróleo en el periodo 1980-2010.

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, Londres (2011).

Por tanto, los próximos años serán determinantes en cuanto al uso racional del nivel de crudo disponible, la realización de inversiones en el ámbito tecnológico que permita desarrollar la capacidad de producción y así obtener energía a precios razonables de conformidad con los estándares medioambientales requeridos⁴⁹, y el establecimiento de un verdadero mercado mundial de la energía que facilite el acceso generalizado a sus fuentes con el fin de lograr una progresiva transición del petróleo a otras fuentes de energía.

1.3.2. La volatilidad de los precios.

El precio del crudo ha dejado de ser una cuestión exclusiva del ámbito empresarial para convertirse en un tema que suscita una alta sensibilidad social. Los ciudadanos comprueban a diario que la evolución del precio del barril de crudo no sólo tiene una repercusión directa en los productos petrolíferos (como la gasolina o el gasóleo) sino que acaba repercutiendo en los precios de todos los bienes de nuestra sociedad de consumo, los cuales se encuentran, directa o indirectamente, vinculados con el petróleo.

⁴⁹ Con frecuencia es empleado el acrónimo “Nimby” (“not in my backyard”, esto es, “no en mi jardín”) para referirse a las movilizaciones sociales de repulsa que se suscitan ante determinados proyectos energéticos por su alto impacto medioambiental y social.

Como consecuencia de todo lo anterior, los gobiernos de los países más industrializados y, de forma especial, aquellos que no poseen reservas de petróleo en su territorio, comenzaron a poner en práctica, hace ya algún tiempo, políticas de aseguramiento del abastecimiento energético y, de forma concreta, de los productos petrolíferos.

La impredecibilidad de los precios del crudo constituye un importante factor de riesgo para la seguridad de suministro, impredecibilidad debida a múltiples variables que influyen en ellos, como la inestabilidad geopolítica y la corrupción imperante en algunos países productores⁵⁰, el desequilibrio creciente entre producción y demanda de energía, las políticas dictadas por la OPEP sobre producción de crudo, la reducción del nivel de la capacidad de extracción y de refino, la especulación o el desarrollo de los mercados financieros *spot* y de futuros de petróleo⁵¹.

A esto hay que añadir otras características propias del petróleo que lo diferencian de otras *commodities*, como son la inelasticidad de la demanda y el fuerte componente fiscal del precio de sus derivados.

⁵⁰ Según se ponía de manifiesto por algunos ponentes en la edición del Congreso Mundial del Petróleo celebrado en Madrid durante los días 29 junio-3 de julio 2008, la existencia de corrupción en el sector energético dificulta la transparencia en la circulación y en los flujos de inversión. Esta lacra podría paliarse con medidas tales como una mayor transparencia para abordar nuevos proyectos, una mayor difusión de la información, el establecimiento de políticas de responsabilidad social corporativa y una armonización de los principios éticos empresariales y de compromiso con la ciudadanía.
Fuente: <http://www.19wpc.com>.

⁵¹ Para tratar de mitigar la volatilidad que han experimentado los precios del crudo en las últimas décadas y, especialmente, a raíz de la primera crisis del petróleo de 1973, a primeros de los ochenta se produjo el gran desarrollo del mercado denominado “*spot*” (o mercado físico) de petróleo, el cual revolucionó la forma en que se venía fijando el precio del crudo, constituyendo la base sobre la cual se determinan los precios del petróleo actualmente. Es importante señalar que, tanto el crudo como sus productos derivados, se negocian hoy en día en los mercados internacionales. Son, por tanto, precios libres (y no regulados) y los propios equilibrios/desequilibrios entre oferta y demanda del mercado son los que fijan el punto de encuentro entre compradores y vendedores. Además del mercado “*spot*”, a finales de los 80 se crearon otros mercados en los que cotizan los crudos, como son el mercado “*forward*” y el “*mercado de futuros*”, que han contribuido a dotar de liquidez a los mercados internacionales de crudo. En cuanto al mercado Brent de futuros, éste se implantó en el verano de 1988 en el London’s International Petroleum Exchange (IPEX). En el mercado de futuros se realizan liquidaciones en dinero en lugar de suministro físico, utilizando los precios del mercado “*forward*” para determinar el valor final que tendrá el producto del contrato, una vez que éste se ha llevado a término. Debido a las flexibilidades existentes en cuanto al volumen de crudo negociado (se permiten cantidades mínimas de 1.000 barriles) este mercado ofrece un alto grado de cobertura a las compañías de menor tamaño, que no necesitan grandes volúmenes de crudo o que tienen escasa capacidad de crédito, a la vez que les permite especular sobre la evolución de los precios del crudo. Tal y como está organizado este mercado de futuros, las compañías que toman posiciones en el mismo pueden intercambiar las mismas por barriles físicos de crudo, mediante un mecanismo de ajustes conocido como EFP (*exchanges of futures for physicals*) donde las partes acuerdan un *swap* de contratos de futuros por suministros de crudo.

En cuanto a la primera, es fácilmente observable cómo las pautas de consumo están raramente condicionadas por el precio del crudo, y dependen más de factores coyunturales de ámbito local (como la estacionalidad de la demanda verano/invierno, la situación de déficit o superávit para un producto en una zona concreta, la evolución del precio de los productos sustitutivos, etc.) que de la propia inercia de los precios del crudo formados en los mercados internacionales.

En cuanto a la alta fiscalidad que grava los productos derivados del petróleo, ésta es consecuencia de las políticas fiscales de los gobiernos y no presenta ninguna relación con aspectos relacionados con la industria, sus costes, márgenes o políticas comerciales. En cualquier caso, se trata de una importante fuente de financiación a la que pocos gobiernos se encuentran dispuestos a renunciar⁵².

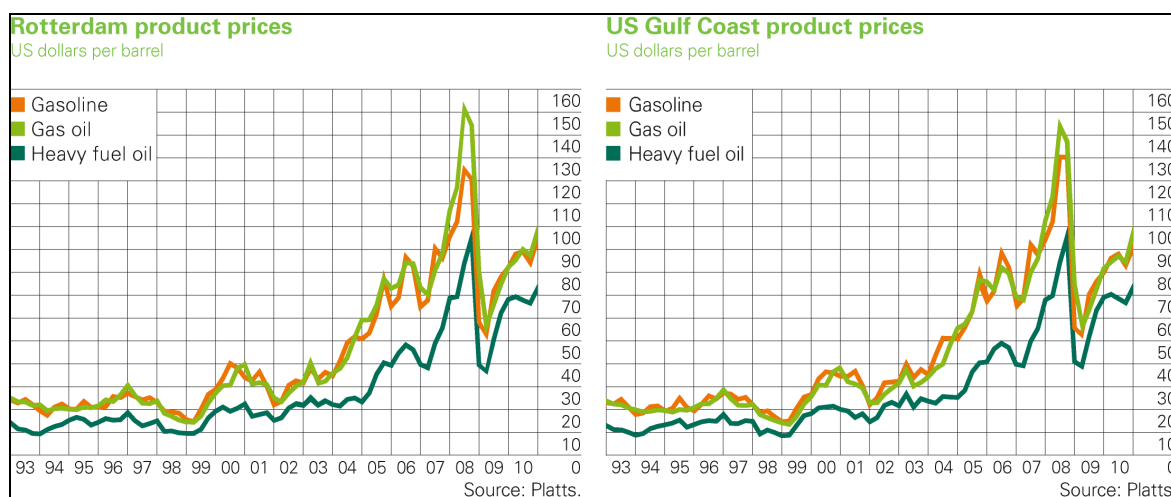


Figura 7. Evolución de los precios del crudo en los mercados europeos y americanos desde 1993 hasta 2010.
Fuente: Platts.

⁵² En concreto, en España existen tres tipos de impuestos incluidos en el precio final del producto: los Impuestos Especiales, que representan una cantidad fija por unidad de volumen y que constituye un instrumento de planificación energética y fiscal de cada país (para dar una idea de su cuantía, en el año 2005, el impuesto especial de un litro de gasolina 95 era de 39,569 céntimos y de 29,386 céntimos para el gasóleo de automoción, lo cual supone más de un 40% del precio final en el caso de la gasolina y un 32% para el caso del gasóleo); el Impuesto de Venta Minorista, que se aplica sólo sobre determinados hidrocarburos y que consta de un tramo estatal y un tramo autonómico que ha aplicado alguna Comunidad Autónoma, y cuyo límite superior es de 2,4 cent. €/l.; y, por último, el Impuesto sobre el Valor Añadido que, como en el resto de productos, es un porcentaje (en este caso del 16%) sobre el resultante de la suma del precio del producto antes de impuestos, los impuestos especiales y el impuesto de venta minorista.

La Unión Europea se ha pronunciado a este respecto como reacción a la convulsa situación que lleva viviendo Europa en los últimos años, y que ha provocado multitud de huelgas en todos los sectores relacionados con el transporte que perjudican gravemente las economías de los Estados miembros⁵³. En este sentido, la Comisión Europea ha apuntado como factores estructurales que afectan a la escalada de los precios de los hidrocarburos: el incremento de la demanda por parte de países emergentes (como China, entre otros), los subsidios internos a los hidrocarburos en países productores como Indonesia, la India o Irán destinados a paliar los efectos que la subida de los carburantes puede producir en las maltrechas economías de sus ciudadanos, la falta de inversiones que promuevan nuevas exploraciones o el desarrollo de capacidades productivas, el desequilibrio existente en las actividades de “*downstream*” del sector del petróleo (con la falta de incremento de la capacidad de refino que ha experimentado en los últimos años, que está actuando como un cuello de botella y que hace más impredecibles las pautas de demanda y de suministro de energía). Además, hay que tener en cuenta la existencia de otros factores coyunturales que contribuyen a este incremento de los precios de los carburantes, como la reducción en la producción de hidrocarburos motivada por causas geopolíticas o la presencia del crudo como alternativa para los inversores que se han visto afectados por la crisis producida en otros sectores⁵⁴.

Por tanto, a la hora de identificar las principales causas que están provocando la constante subida de los precios del crudo en la actualidad se distinguen dos posturas dicotómicas: por un lado, algunas instituciones, como la AIE o las grandes empresas petroleras, apuntan a aspectos relativos a la oferta y la demanda de petróleo (así la aparición de potencias emergentes como China y la India o la incertidumbre sobre las reservas existentes de petróleo) como las causantes de esta situación, mientras que algunos analistas financieros opinan que la presente escalada de precios es consecuencia de la

⁵³ “*Commission's/EU's response to the high oil and food prices*”, Brussels 19 June 2008 (MEMO/08/421).

⁵⁴ A este respecto, la CE alude al resurgimiento del interés por parte de los inversores en los contratos que tienen por objeto productos petrolíferos tras la crisis producida en EEUU en el sector inmobiliario y, más concretamente, relacionada con las hipotecas “*Sub Prime*”. Entre algunas de las recomendaciones que realiza la UE para mitigar la repercusión negativa que la subida del crudo produce en las economías europeas se encuentra promover el uso de biocarburantes como alternativa al consumo de productos petrolíferos; desindexar el precio de los contratos de gas natural a largo plazo del precio del crudo con el fin de evitar así una reacción en cadena en el precio de las restantes las fuentes de energía; promover el dialogo con los principales productores de crudo para Europa como Rusia, Noruega y la OPEP para que incrementen la producción y, por ende, la oferta de crudo en el mercado; o poner en marcha medidas nacionales destinadas a aquellos colectivos que se muestran más sensibles a la subida del precio del crudo como el sector pesquero o el transporte de mercancías por carretera.

ralentización de la economía mundial, la constante depreciación del dólar y los movimientos especulativos bursátiles provocados por algunos inversores en los mercados de materias primas (o *commodities*), que han acudido al crudo como valor refugio ante la crisis crediticia y la caída de otros mercados tradicionales como el inmobiliario⁵⁵. Finalmente, existe una tercera teoría defendida por geólogos y parte de la industria energética que considera que, en yuxtaposición a etapas pasadas en las que predominaba el petróleo barato, en la actualidad nos encontramos en una etapa de “petróleo meseta” (*plateau oil*), en la que se alcanzará un nivel máximo de producción de petróleo que no se podrá sobrepasar en las próximas décadas.

En cualquier caso, es importante señalar que la falta de estabilidad de los precios de los hidrocarburos perjudica tanto a productores como a consumidores, ya que esta impredecibilidad dificulta, por un lado, la labor de los gobiernos y empresas privadas a la hora de elaborar sus presupuestos y diseñar sus políticas inversionistas, y, por otro, crea inseguridad en aquellos gobiernos que basan su crecimiento económico en los ingresos procedentes de esta fuente de energía fiable y segura. Asimismo, la tendencia alcista de los precios suscita el interés de los países consumidores por fomentar las inversiones en nuevas tecnologías que puedan proporcionar fuentes de energía alternativas, y así reducir su dependencia del petróleo.

I.3.3. La falta de inversión en proyectos energéticos.

Otro importante factor de riesgo que condiciona la seguridad energética es el relativo al régimen de inversiones en el sector energético y, especialmente, en las actividades de explotación y producción de energía.

Como se puso de manifiesto anteriormente al abordar la cuestión de las reservas de hidrocarburos, el panorama energético actual se caracteriza por la paulatina desaparición del exceso de la capacidad de producción resultante de una inversión insuficiente en los

⁵⁵ Algunos analistas que han abordado la relación de causalidad a medio y largo plazo entre los flujos financieros y el alza el precio del petróleo han llegado a la conclusión de que el incremento del precio del petróleo debemos atribuirlo, principalmente, a factores fundamentales de oferta y demanda, si bien el creciente interés que este producto ha despertado en los inversores financieros probablemente incremente la volatilidad del precio en períodos cortos de tiempo. J. M. Ruiz, “¿Es realmente responsable la especulación financiera del incremento reciente del precio del petróleo?”, Análisis del Real Instituto Elcano nº 85/2008, Área de Economía y Comercio Internacional, publicado el 4-8-2008.

últimos años para satisfacer la creciente demanda de energía. Por tanto, el factor preponderante para garantizar la seguridad de suministro hoy en día, y en un futuro próximo, se encuentra asociado al cumplimiento de un índice de inversión necesario para desarrollar esta capacidad de producción.

La política inversionista de las empresas extranjeras en los países productores de hidrocarburos se ha basado, tradicionalmente, en una fórmula sencilla, según la cual el nivel de inversión debía ser inferior al beneficio que se esperaba obtener, sin contar con las amortizaciones. El escenario energético mundial que ha prevalecido en las pasadas décadas, en el que los precios bajos de los hidrocarburos ha sido una constante, ha representado un fuerte desincentivo para la inversión. A esto se ha unido la tendencia de los países productores de hidrocarburos de destinar los ingresos procedentes de sus fuentes de energía a financiar el gasto público, en lugar de fomentar la inversión en sus respectivos sistemas energéticos nacionales. Además, hay que tener en cuenta las progresivas re-nacionalizaciones de los sectores energéticos, que han puesto fin a la etapa de los regímenes abiertos a la inversión, en la que los inversores podían invertir en las actividades de exploración y producción de energía, sin ningún tipo de restricción de acceso a las reservas nacionales por parte del país anfitrión⁵⁶.

Como consecuencia de lo anterior, nos encontramos en un escenario de enfrentamiento de difícil solución entre las empresas energéticas nacionales (*National Operating Companies* –NOC-) y las grandes multinacionales energéticas (*Independent Operating Companies* –IOC-), basado en la disputa recíproca respecto al acceso a las reservas y a los conocimientos tecnológicos⁵⁷. Este desencuentro respecto a los intereses en liza tiene importantes repercusiones en el volumen de las inversiones realizadas por unas y otras en los sectores energéticos y, en este sentido, algunos analistas ya han manifestado la necesidad de definir mecanismos para que las NOC y las IOC puedan cooperar

⁵⁶ En las concesiones otorgadas por los países productores a las empresas extranjeras solían figurar cláusulas sobre transferencia tecnológica y de conocimiento, o relativas al nivel de participación del país anfitrión en un porcentaje determinado de los beneficios obtenidos por parte del inversor, que condicionaban el nivel de inversión permitido.

⁵⁷ Este tema será abordado con más profundidad en el epígrafe I.5.1.1.b. dedicado a la dimensión interna del nacionalismo energético y, en concreto, al control estatal del sector energético y la amenaza de las inversiones.

recíprocamente y aunar esfuerzos para la obtención de un beneficio mutuo⁵⁸. Según reconocían los representantes de Chevron y Petrobrás durante su intervención en la última edición de la Cumbre Mundial del Petróleo celebrada en Madrid, *“es verdad que la especulación determina en gran parte el precio del crudo pero esto es una tendencia a corto plazo. Sin embargo, a largo plazo, lo que determinará el precio del crudo será el impacto que tenga la inversión en infraestructuras que se comiencen ahora”*.

Las consecuencias de la falta de inversión producida en las últimas décadas, tanto en las infraestructuras energéticas existentes como en el desarrollo de nuevos proyectos estratégicos, se han puesto de manifiesto con la sucesión de accidentes en instalaciones energéticas de todo el mundo provocados por causas, aparentemente triviales, que pusieron en tela de juicio el nivel de seguridad de suministro existente en el sector energético mundial⁵⁹.

Sin embargo, parece que esta tendencia se está invirtiendo progresivamente desde comienzos del siglo XXI, con la creciente escalada de los precios de los hidrocarburos y la aparición progresiva de nuevas oportunidades de negocio para las grandes compañías energéticas internacionales⁶⁰.

No obstante, existen todavía factores que pueden frenar esta tendencia inversionista, en concreto en el sector del petróleo, como son la saturación de la capacidad

⁵⁸ En la actualidad se advierte una tendencia por parte de las NOC de ampliar sus áreas de negocio a otros países, para lo cual es necesario que reexaminen con cautela su relación con las IOC. Estas empresas son socios potenciales para su expansión internacional, ya que les pueden aportar conocimientos técnicos, capital y experiencia internacional, junto con otros aspectos de carácter logístico como el acceso a los mercados o la disposición de canales de distribución globales. Para un análisis más extenso, véase: D. C. Traylor, *“Una nueva era para las compañías petroleras estatales: aprovechar las oportunidades”*, Cuadernos de Energía (separata 19: Congreso Mundial del Petróleo), Club Español de la Energía, Madrid, Junio 2008, p. 19, y V. Marcel, *“Investments in Middle East Oil: who needs whom?”*, Energy, Environment and Development Programme, Chatham House, Feb. 2006.

⁵⁹ Nos referimos a los accidentes producidos en las redes de transporte de energía eléctrica europeas en 2003 y 2007, los accidentes acaecidos en España en antiguas instalaciones de generación y de transporte de energía eléctrica, así como el accidente ocurrido en la refinería de BP en Houston en 2005 o la rotura de un oleoducto en Alaska en 2010, entre otros. A este respecto véase la nota al pie 37.

⁶⁰ A modo ilustrativo sobre la evolución de las inversiones en el sector mundial del petróleo en los últimos años, procede señalar que las inversiones petroleras llegaron a su punto máximo tras la segunda crisis del petróleo, en concreto en 1981, cuando se alcanzó su máximo histórico de 172.000 millones de dólares. Posteriormente, durante las décadas de los 80 y 90 (caracterizadas por un escenario de precios bajos del crudo) las inversiones oscilaron entre 60.000-80.000 millones de dólares anuales. En 2002, se experimentó un fuerte incremento de las inversiones en el ámbito de I+D, llegando a alcanzar un total de 120.000 millones de dólares anuales. Fuente: Agencia Internacional de la Energía (<http://www.iea.org>).

productiva de la industria petrolera, el incremento de los precios experimentado en los últimos años en las actividades de exploración y extracción⁶¹, la política llevada a cabo por algunos países productores de renegociación de los términos de los contratos y de cambio de los requisitos fiscales que se aplican a las compañías internacionales que operan dentro de sus fronteras, o la ausencia de inversión tanto en las reservas existentes como en la tecnología necesaria para descubrir nuevas reservas de más difícil acceso, lo cual está produciendo un declive progresivo en las reservas existentes que no se ve compensado con la producción procedente de nuevos yacimientos.

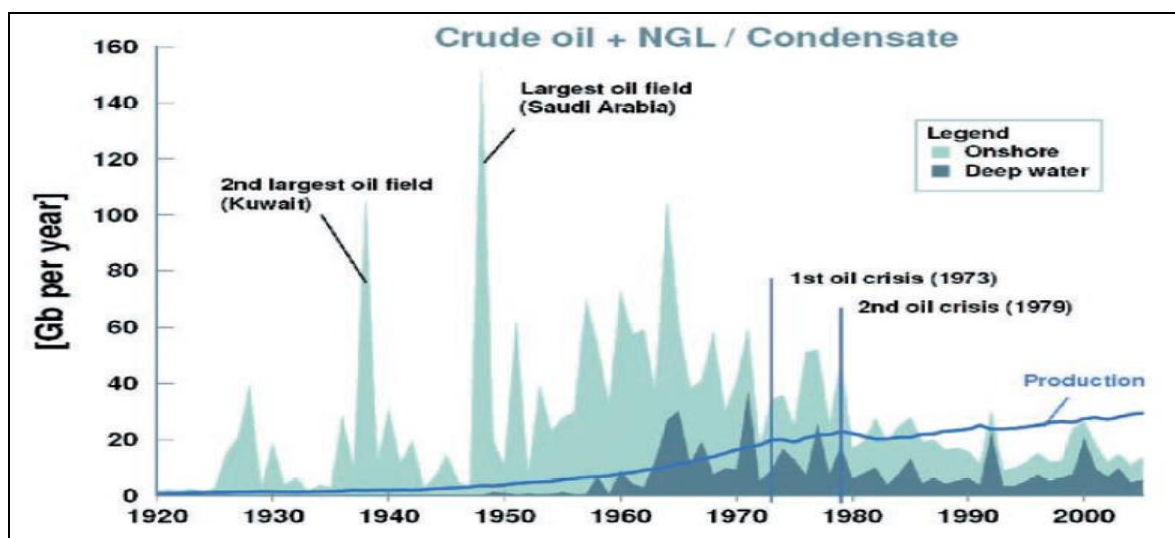


Figura 8. Historia de los descubrimientos de petróleo (crudos convencionales, condensados y líquidos del gas natural) y de la producción.

Fuente: IHS Energy (2006).

Por tanto, podemos concluir este epígrafe señalando que la seguridad energética se perfila como un concepto cambiante y ambiguo, que se encuentra fuertemente condicionado por los factores que confluyen en el contexto energético que se presenta en cada momento. En este sentido, se puede afirmar que, tradicionalmente, el concepto de seguridad energética se ha acuñado para referirse a la seguridad de abastecimiento, y las medidas que se han adoptado para garantizar la seguridad de los suministros han estado orientadas a paliar los riesgos que se derivaban a corto plazo de las situaciones de

⁶¹ Este incremento de los precios encuentra su fundamento en muy diversas causas como el aumento de los precios producido en la industria del acero, el aumento del coste de alquiler de plataformas de perforación marítima, o el incremento fiscal aplicado a la extracción de minerales y a las exportaciones de energía por parte de algunos países productores como Rusia, entre otras.

dependencia del exterior y de la vulnerabilidad del sector energético en sus distintas dimensiones física o económica.

Pero veamos cómo esta tendencia está empezando a cambiar y cómo el análisis de la problemática que afecta a la “seguridad energética” requiere un estudio más completo que engloba aspectos que afectan tanto a países consumidores como países productores, y que condicionan el devenir tanto de las relaciones internacionales como de la política económica internacional.

I.4. El juego de la energía en el nuevo contexto mundial: una cuestión de interdependencia mutua.

Desde su nombramiento como Secretaria de Estado en enero de 2005, Condoleezza Rice declaró en varias ocasiones ante el Comité de Exteriores del Senado norteamericano que nada le había sorprendido más durante su mandato que *“la manera en que la política energética estaba pervirtiendo la diplomacia en todo el mundo”*. De hecho, en marzo de 2008 declaró que nombraría a un “enviado especial” norteamericano para negociar con aquellos países que utilicen sus recursos energéticos con fines políticos⁶².

Similares medidas políticas se han puesto en marcha en los últimos años por otros actores de la escena energética mundial. En diciembre de 2005, China anunció la creación de la Comisión Nacional de la Energía Eléctrica (*State Electricity Regulatory Commission* –SERC-), responsable de estudiar y elaborar estrategias de desarrollo de la energía eléctrica, así como de velar por la seguridad energética del país.

Por su parte, a primeros de 2009 la UE designó a un grupo de representantes de la Comisión Europea para mediar entre Rusia y Ucrania en el conflicto del gas surgido entre ambos países en enero de 2009, y tratar de restablecer el suministro gasista para toda Europa⁶³.

⁶² “*The Nomination of Dr. Condoleezza Rice to be Secretary of State*”, 18-19 January 2005. US Senate, Committee on Foreign Relations: Committee Hearings – 109th Congress.

Estos y otros ejemplos ponen de manifiesto que la posibilidad de conflicto entre países productores y consumidores se ha convertido en una realidad. Y, de hecho, el gran reto que se plantea actualmente en el ámbito de las relaciones energéticas internacionales, es tratar de promover el entendimiento entre productores y consumidores sobre la base de la interdependencia mutua, dado que la acrecentada competencia por los recursos naturales entre los principales actores mundiales no sólo representa un importante factor de riesgo para ellos sino que, además, hace imprescindible su cooperación⁶⁴.

Por otro lado, según algunos analistas, la distribución geográfica de la energía en el contexto mundial está sufriendo importantes cambios. Si bien en las últimas décadas el centro neurálgico de la oferta energética mundial se ubicaba principalmente en la antigua URSS y en la región de Oriente Medio (y en Arabia Saudí en particular), y la demanda estaba protagonizada por EEUU y Europa Occidental, en los últimos años se puede apreciar un desplazamiento de estas fuerzas energéticas hacia el norte y el este, a lo que se ha venido a llamar “*el Corredor Arabia Saudita-Caspio-Siberia y Canadá*”.

⁶³ A raíz del incidente entre ambos países y las importantes consecuencias que se podían derivar para el suministro energético de Europa, el 5 de enero la UE envió una misión de expertos de alto nivel encabezados por el Jefe de Gabinete del Comisario de Energía Andris Piebalgs, el Director General de la DG TREN, Mathias Ruete, y una delegación de la Presidencia Checa, a entablar negociaciones con los gobiernos de Moscú y Kiev con el fin de reiniciar el suministro de gas a Europa. El 8 de enero, representantes de Gazprom y Naftogas asistieron a una reunión en Bruselas con representantes de la CE para negociar las condiciones para iniciar una misión de monitorización de instalaciones de gas en ambos países y tratar de resolver la controversia surgida entre las partes. Dada la falta de acuerdo en la reunión, representantes de la UE visitaron de nuevo Kiev y Rusia, en la mañana del 9 de enero, para tratar de negociar nuevos términos para crear la citada misión. Paralelamente, el mismo día 9 de enero se reunió el denominado “*Gas Coordination Group*” para analizar la situación de abastecimiento energético en los diferentes Estados miembros y, en su caso, adoptar posibles soluciones.

Con fecha 11 de enero de 2009 la Comisión Europea impulsó la firma de un Protocolo trilateral entre Rusia, Ucrania y la UE por el que se acordaba la creación de un grupo de expertos formado por observadores rusos, ucranianos y oficiales de la CE. El 12 de enero tuvo lugar un Consejo extraordinario en Bruselas para analizar la situación de la crisis del gas entre Rusia y Ucrania. Entre los países más afectados por esta crisis energética se pueden identificar tres grupos de países: Bulgaria y Eslovaquia (por parte de la UE) y Serbia, Bosnia Herzegovina y la Antigua República Yugoslava de Macedonia (por parte de la Comunidad de la Energía) como principales países afectados por la crisis; Grecia, Austria, República Checa, Eslovenia, Hungría, Polonia, Rumania y Croacia, que a pesar de estar seriamente afectados por la crisis disponían de capacidad para gestionar los efectos producidos por la falta de abastecimiento por un periodo limitado de tiempo; y Alemania, Italia y Francia que pudieron adoptar las medidas necesarias para paliar los efectos de la crisis. Finalmente, el 13 de enero el gobierno de Kiev anunció el restablecimiento del suministro de gas. Un análisis más amplio de esta crisis se expondrá en el apartado IV.2.3. de la presente tesis.

⁶⁴ Algunos autores consideran que esta percepción de la interdependencia mutua entre productores y consumidores constituye el contrapeso a la utilización la energía como arma política por parte de algunos países productores. En este sentido, véase: P. Isbell, “*El nuevo escenario energético y sus implicaciones geopolíticas*”, Documento de Trabajo del Real Instituto Elcano nº 21/2007, p. 12, publicado el 30 de mayo de 2007.

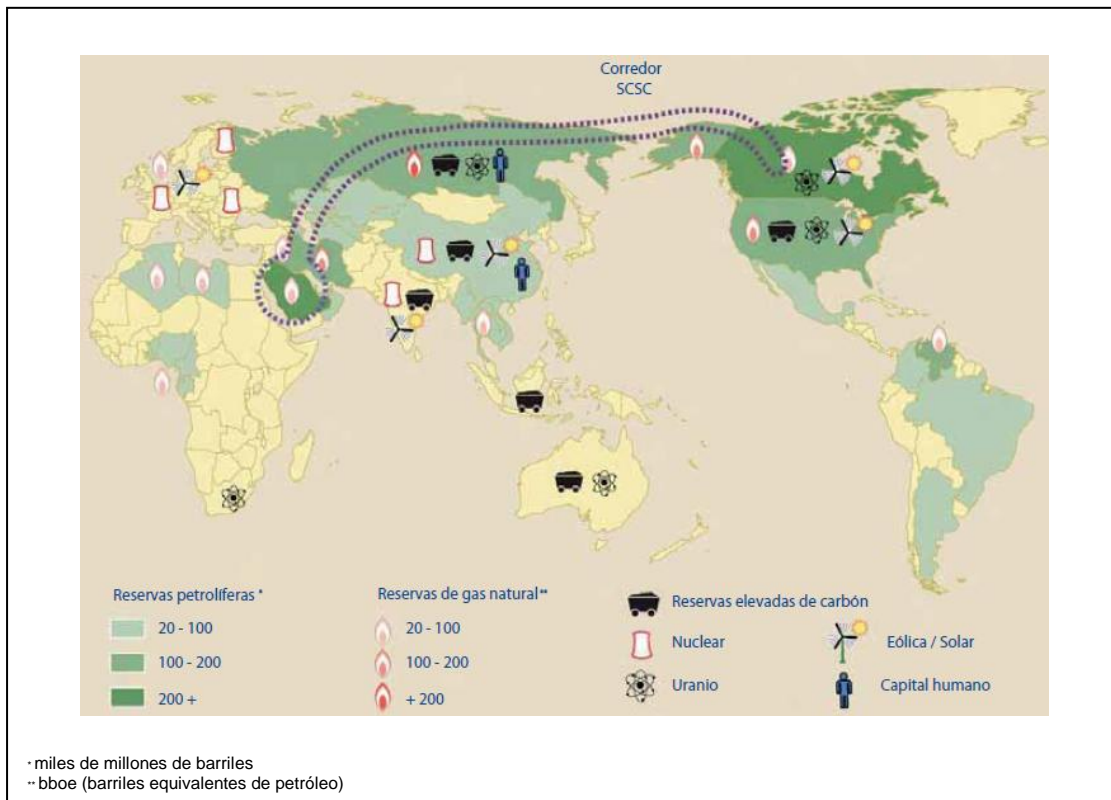


Figura 9. Diagrama del nuevo corredor Arabia Saudita-Caspio-Siberia-Canadá.

Fuente: The JA Stanislaw Group LLC.

Este nuevo “corredor” engloba a los principales productores de energía del mundo, pero sus efectos también se pueden percibir en importantes países consumidores ubicados en ambos extremos (China y la India, en su extremo oriental y EEUU en su extremo occidental). De hecho, este desplazamiento de los canales tradicionales de suministro de hidrocarburos también está relacionado con la tendencia alcista de los precios de los últimos años, dado que en dicha área de influencia se encuentran tanto los países que van a actuar como verdaderos protagonistas del contexto energético mundial (Irán, Irak, Kazajistán, Arabia Saudita, Rusia y Canadá) como los nuevos mercados emergentes, que no sólo constituyen importantes centros de demanda sino que están realizando importantes inversiones en capital humano, formando a profesionales de la industria energética frente al empobrecimiento que sufren las economías occidentales⁶⁵.

⁶⁵ Esta teoría se encuentra más vigente que nunca a la vista de la brusca subida experimentada en toda Europa en los precios de los combustibles tras conocerse, en noviembre de 2011, el acuerdo adoptado por el Presidente Obama de endurecer las sanciones previamente impuestas al régimen iraní al prohibir a las empresas estadounidenses proporcionar bienes, servicios, tecnología o servicios de apoyo al sector petrolero iraní; la posterior adopción (el 23 de enero de 2012) de sanciones contra Irán por la UE consistentes en un

Los analistas que defienden esta teoría, se basan en los acuerdos firmados en los últimos años entre productores y consumidores de energía. Así, en diciembre de 2004 el primer ministro chino Wen Jiabao firmó un acuerdo para el suministro de crudo con el presidente Hugo Chávez que realizaba una gira por nueve países (entre ellos Rusia, Irán, Qatar, Libia, España, Perú, Brasil, Cuba y China) para “captar” nuevos socios estratégicos que le permitiera diversificar su demanda de energía. Este acuerdo incluía la explotación de yacimientos en territorio venezolano y la realización de inversiones en refinerías del país por empresas chinas⁶⁶. En similares términos, empresas chinas entablaron negociaciones con empresas canadienses relacionadas con arenas petrolíferas⁶⁷ y con empresas indias para desarrollar proyectos conjuntos de prospección de hidrocarburos en diversas zonas de explotación.

Por su parte, el gobierno del Kremlin también ha permanecido muy activo en los últimos años, y ha desarrollado una doble estrategia hacia oriente y occidente, con el fin de mejorar sus relaciones energéticas con los principales bloques energéticos mundiales.

Así, con Europa y, en particular, con sus dos socios principales Francia y Alemania, el gigante ruso Gazprom ha firmado importantes acuerdos comerciales para la construcción de los gasoductos *Nord Stream* y *South Stream*, con el fin de aumentar su capacidad de aprovisionamiento de gas a la UE. Y, en paralelo, en los últimos años ha estrechado vínculos con países como China, la India y Corea del Sur. Muestra de ello son los acuerdos

embargo gradual a las importaciones de petróleo crudo a la UE, así como otras sanciones financieras contra el Banco Central de Irán; y la respuesta iraní de cortar el suministro de crudo a países europeos como Francia y Reino Unido y amenazar con el cierre del Estrecho de Ormuz al tráfico de petróleo internacional. Por este estrecho transita el 20% del transporte mundial de crudo, porcentaje que se ha incrementado en 2011 por la necesidad de incrementar la producción de crudo de Arabia Saudí y otros emiratos del Golfo ante la interrupción de la producción de crudo libio tras el inicio del conflicto. Además, el problema de su cierre radica en la inexistencia de otra ruta alternativa que cuente con capacidad suficiente para albergar el transporte de ese volumen de crudo pues el oleoducto *Petroline* que transita territorio saudí está operando prácticamente al límite de su capacidad (5 bcm). Por su parte, el oleoducto que une Kirkuk con el puerto turco de Ceyhan se encuentra parcialmente cerrado en su ramal iraquí por los frecuentes sabotajes y las discrepancias existentes entre kurdos e iraquíes. Y, por último, los otros tres oleoductos alternativos, el *Tapline*, que conecta Arabia Saudí con Líbano, el *Iraqi Pipeline across Saudi Arabia* y el oleoducto norte-sur que conecta Irak con Siria, se encuentran cerrados. Para más información, véase: F. Arteaga y G. Escribano, “*Irán y el cierre del Estrecho de Ormuz: analizando los riesgos militares y energéticos*”, ARI 5/2012, Real Instituto Elcano, 23 de enero de 2012.

⁶⁶ Ref. Memorando de entendimiento entre la Comisión Estatal de Desarrollo y Reforma de la República Popular China y el Ministerio de Energía y Minas de la República Bolivariana de Venezuela sobre mayor cooperación en el sector de la energía y minas, suscrito en Beijing, el 23 de diciembre de 2004.

⁶⁷ Incluso se apuntó la posibilidad de construir oleoductos de Alberta a la costa oeste canadiense para facilitar los embarques a Asia del petróleo procedente de las arenas bituminosas.

firmados, en abril de 2006, para la construcción del gasoducto *Pacífico-Siberia oriental* (ESPO), con un coste de 11,5 mil millones de dólares, que irá desde Taishet – en la región de Irkutsk en Siberia oriental – hasta la costa rusa en el Pacífico. Cuando dicho gasoducto esté terminado llevará 1,6 millones barriles por día, de Siberia al lejano este en Rusia y de allí a la región del pacífico asiático necesitada de energía, sobre todo a China. De hecho, cuando Moscú tuvo claro que Washington iba a encontrar un medio para hacer ingresar a las repúblicas bálticas en la OTAN, Putin impulsó la construcción de un puerto marítimo para el comercio de petróleo en Primorsk, cerca de San Petesburgo, por 2,2 mil millones de dólares norteamericanos. Ese proyecto – el *Sistema Báltico de Oleoductos* (BPS) – operado en parte por la empresa rusa Transneft, reduce considerablemente la dependencia de tránsito de Letonia, Lituania y Polonia ya que, desde que finalizó su construcción en marzo de 2006, permite el transporte de petróleo ruso procedente de la región de Siberia Occidental a mercados del norte y del oeste de Europa, a través del Mar Báltico.

Y, por último, a todo lo anterior hay que añadir los países tradicionales de suministro de petróleo, como Irak, Irán, África Occidental, Brasil, Venezuela, Argentina o Méjico, y los grandes países consumidores como Japón, que siguen dependiendo entre un 90-95% de las importaciones de energía para cubrir su demanda interior, y el constante incremento del consumo energético en otros como EEUU, Brasil y Corea del Sur.

Todo este complejo entramado de relaciones pone de manifiesto una realidad de dependencia energética desigual en un contexto globalizado, en el que cada Estado parte de distintas situaciones, con diferentes poderes fácticos y la existencia de una gran diversidad de capacidades económicas y tecnológicas con las que debe satisfacer las necesidades de sus ciudadanos. Además, esta situación de disparidad entre países productores y consumidores, lejos de mitigarse, tiende a aumentar progresivamente ya que, según diversos estudios, los países productores aumentan cada día su producción, mientras que los países consumidores aumentan su consumo⁶⁸.

Esta situación ha dado lugar a la puesta en marcha de “estrategias de abastecimiento” desarrolladas, principalmente, por parte de los países consumidores que están condicionando las relaciones energéticas internacionales. Según el planteamiento de dichos países, las principales características que debe reunir la oferta de hidrocarburos para

⁶⁸ A este respecto, véase: “BP Statistical Review”, June 2009.

que pueda satisfacer sus necesidades energéticas es que la misma sea suficiente, accesible, predecible, diversificada, asequible y segura.

Este enfoque estratégico de carácter unidireccional de las relaciones energéticas internacionales ha sido puesto en práctica durante la segunda mitad del siglo XX por los principales países consumidores de energía (a excepción de los periodos de crisis energéticas expuestos en epígrafes anteriores) y, en muchos casos, ha tenido una doble consecuencia. Por un lado, estos países han diseñado sus estrategias de abastecimiento energético basándose en unos parámetros teóricos que no siempre se cumplen, en lugar de dotarse de instrumentos eficaces que garanticen el abastecimiento exterior cuando se producen situaciones en las que falla alguno de los citados parámetros. Y, por otro lado, esta visión ha fomentado la injerencia de los países consumidores en los asuntos internos de algunos países productores, con el fin de forzar la entrada en el país de empresas energéticas internacionales que modulen la oferta de energía y lograr que ésta se adecue a sus propios intereses.

Frente a este enfoque, se puede plantear otra estrategia de carácter multidireccional en el que se fijan objetivos concretos que permitan la cooperación entre países productores y consumidores, con el fin de conseguir garantizar su abastecimiento externo de energía. Para establecer tales vínculos entre países productores y consumidores, se pueden emplear multitud de instrumentos: acuerdos de inversiones extranjeras de explotación y extracción de hidrocarburos (generalmente a través de multinacionales privadas o empresas nacionales), acuerdos comerciales bilaterales para adquirir determinadas cantidades de hidrocarburos en un periodo determinado de tiempo, la apertura de nuevas rutas de transporte con el fin de ampliar las fuentes de aprovisionamiento exterior y aumentar las cantidades importadas, el fortalecimiento de las relaciones económicas que, a su vez, favorezcan las relaciones políticas entre los gobiernos (tales como préstamos, inversiones directas, construcción de infraestructuras, acuerdos comerciales referentes a otros productos o servicios) o, incluso, el apoyo político frente a grupos disidentes internos o en conflictos internacionales⁶⁹.

⁶⁹ Este enfoque, de carácter más complejo, es el que parece imponerse en el entramado de relaciones energéticas que se está configurando en este nuevo panorama energético mundial de comienzos del siglo XXI.

Por su parte, los principales países exportadores de hidrocarburos se agrupan geográficamente en cuatro regiones (Oriente Medio, Rusia-Asia Central, África y América Latina) en las que se concentran el 90% de las reservas de petróleo mundiales y el 80% de las reservas de gas. Paradójicamente, esta situación estratégica privilegiada se ve mermada por la dependencia que tienen sus economías respecto a los ingresos procedentes de las exportaciones de hidrocarburos. Así, sus estrategias comerciales se configuran en torno a la consecución de cuatro objetivos principales: lograr un control efectivo, tanto de sus reservas como de la explotación de sus recursos, con el fin de dosificar la duración de los mismos; obtener el máximo rendimiento económico de sus exportaciones; diversificar su cartera de países consumidores y desarrollar su capacidad productiva y exportadora.

No obstante, debido a su escasez de recursos económicos y tecnológicos, estos países se debaten, en ocasiones, entre ceder la explotación de sus recursos a empresas extranjeras o realizar una gestión interna de los mismos, aún a costa de un eventual deterioro de esta actividad. Sea lo uno o lo otro, los gobiernos de estos países deben afrontar una serie de riesgos tanto de carácter interno (así la inestabilidad política, económica y social del país que puede condicionar la capacidad estatal para gestionar sus recursos o para atraer inversiones extranjeras) como de carácter externo (así la pertenencia a organizaciones de carácter regional o internacional que condicione la adopción de decisiones internas, la ubicación en zonas geográficas conflictivas sometida a frecuentes injerencias externas o el empleo de la energía como arma estratégica, prevaleciendo los intereses políticos sobre los comerciales).

Hay, además, otros factores que también deben ser tenidos en cuenta por los países a la hora de definir sus políticas de seguridad energética a más largo plazo, las cuales deben ir orientadas a promover la creación de marcos fiables y estables que garanticen un nivel adecuado de las inversiones, a fomentar la eficiencia y la integración global de los mercados y la cooperación internacional, y a integrar los objetivos de protección del medioambiente y de lucha contra el cambio climático en los aspectos relacionados con la seguridad energética. Estos factores de carácter geopolítico, que configuran el panorama energético internacional, condicionan la seguridad energética tal y como se concibe en la actualidad y, por tanto, procede que les dediquemos una especial atención.

I.5. Los factores geopolíticos que condicionan el concepto de la seguridad energética en la actualidad.

La constante oscilación de los precios del crudo de la que hemos sido testigos durante los últimos años, así como de otras fuentes de energía cuyo precio se encuentra indexado a éste, encuentra su fundamento en aspectos que van más allá de la lógica puramente económica. A diferencia de lo que ocurría en crisis anteriores, en las que la oscilación de los precios venía condicionada principalmente por el lado de la oferta (básicamente por las decisiones tomadas por la OPEP respecto a la producción de crudo mundial en función de los distintos acontecimientos mundiales), el aumento incesante de precios acaecido en los últimos tiempos encuentra su origen en factores que afectan tanto a la oferta como a la demanda de energía⁷⁰.

Pasemos, por tanto, a analizar cuáles son los cambios geopolíticos que se han producido recientemente y que configuran el nuevo escenario energético mundial.

I.5.1. Cambios por el lado de la oferta.

I.5.1.1. El renacimiento de los nacionalismos energéticos.

A la hora de abordar la cuestión del nacionalismo energético debemos recordar, en primer lugar, que no se trata de un fenómeno nuevo. Ya en el periodo de entreguerras⁷¹, comenzaron a surgir los primeros movimientos intervencionistas gubernamentales en países como México, Bolivia, la antigua Unión Soviética o Irán, así como en España y en países de nuestro entorno como Inglaterra, Francia o Italia⁷². No obstante, debe señalarse que el trasfondo que impulsaba cada una de estas corrientes nacionalistas era de muy distinta naturaleza: de corte ideológica en el caso de la Unión Soviética, de carácter

⁷⁰ Según datos del FMI, en 2004 el consumo mundial de petróleo aumentó en unos 2,5 millones de barriles/día (alcanzando así su máximo histórico), correspondiendo el 55% del incremento de la demanda a China (en un 35%) y EEUU (en un 20%).

⁷¹ Para un análisis más extenso, véase: R. Mabro, *“El nacionalismo petrolero, la industria del petróleo y la seguridad energética”*, Análisis del Real Instituto Elcano nº 114/2007, Área de Economía y Comercio Internacional, publicado el 21-11-2007.

⁷² Se pueden citar, a título ilustrativo, empresas estatales como la *Compagnie Française des Pétroles*, CAMPSA o AGIP, entre otras.

estratégico en el caso de Irán, o de naturaleza legal, según las distintas concepciones del derecho de propiedad de los recursos naturales, en el caso de México.

En cualquier caso, en los principales países productores de petróleo la oleada más intensa de nacionalismos energéticos surge como consecuencia de las primeras crisis del petróleo de 1973 y 1979⁷³. Estos nacionalismos encuentran su fundamento, básicamente, en los recelos surgidos respecto a las potencias extranjeras tras el fenómeno de la descolonización, en la propia dependencia económica por parte de estos países respecto a los ingresos procedentes de las exportaciones de petróleo o en las condiciones de inferioridad en las que se encuentran a la hora de negociar contratos de explotación con las poderosas empresas energéticas extranjeras.

Este proceso nacionalista parece mitigarse en la década de los noventa, cuando las compañías nacionales de los países productores de hidrocarburos empiezan a tomar conciencia de su incapacidad productiva, tecnológica y económica a la hora de extraer los recursos energéticos y de proyectarse internacionalmente, y comienzan a recurrir a las compañías petroleras internacionales. No obstante, esta época de bonanza para las grandes petroleras tocará a su fin con el cambio de siglo, coincidiendo con la llegada al poder de determinados líderes con fuertes convicciones antiamericanas y que propugnan políticas de corte “populista”. Nos referimos a Hugo Chávez en Venezuela, Néstor Kirchner en Argentina, Rafael Correa en Ecuador y Evo Morales en Bolivia⁷⁴.

Una de las primeras medidas nacionalistas adoptadas en estos países fue el cambio del régimen jurídico del sector energético y, en concreto, la renegociación de los contratos de explotación de hidrocarburos firmados con las compañías energéticas internacionales. Todo esto ha provocado una fuerte sacudida en los mercados energéticos más relevantes del contexto internacional, que proyectará sus efectos tanto en las relaciones internacionales de estos países productores con los países importadores de hidrocarburos como en sus propias estructuras económicas internas.

⁷³ Nos referimos a países de Oriente Medio como Kuwait, Irán, Irak, Libia, Qatar, Abu Dhabi y de América Latina como Venezuela o México.

⁷⁴ Para un análisis más extenso, véase: P. Isbell, “*El nuevo escenario energético y sus implicaciones geopolíticas*”, Panorama Estratégico 2006-2007, Instituto Español de Estudios Estratégicos (Ministerio de Defensa) y el Real Instituto Elcano de marzo de 2007, publicado el 30-5-2007, p. 6.

I.5.1.1.a. La proyección exterior del nacionalismo energético: la energía como arma geopolítica.

Como se ha expuesto anteriormente, las corrientes nacionalistas energéticas han afectado de distinta manera a las principales regiones productoras de hidrocarburos del mundo.

En el ámbito de América Latina, el caso paradigmático es el de Venezuela, no sólo por su importante concentración de reservas de crudo a nivel mundial, sino también por la vis mediática de su actual presidente del gobierno Hugo Chávez. Con su llegada al poder en 1998, pronto empezaron a surgir los primeros cambios en el régimen de regalías e impuestos que las empresas multinacionales (*IOC*) debían pagar al gobierno venezolano por participar en la producción de hidrocarburos del país⁷⁵. Posteriormente, el gobierno chavista acordó modificar el régimen de los contratos firmados con estas compañías, endureciendo sus condiciones de acceso a las reservas y permitiendo a la compañía nacional de petróleo PdVSA la posibilidad de ampliar su porcentaje en las actividades de producción y exportación de hidrocarburos⁷⁶.

La reacción por parte de estas compañías ha sido diversa⁷⁷. Si bien la mayor parte de ellas (como Chevron, Statoil, ENI, BP y Sinopec, entre otras), se vieron obligadas a

⁷⁵ En pocos años, el gobierno de Caracas pasó de exigir a las compañías extranjeras un 20% de los ingresos generados de la producción de hidrocarburos a un 80%, y pronto esta tendencia se extendió a países como Bolivia y Ecuador. A este respecto, véase: *Petroleum Economist*, noviembre de 2006, p. 33, y P. Isbell, “Hugo Chávez y el futuro del petróleo venezolano (I): el resurgimiento del nacionalismo energético” y “Hugo Chávez y el futuro del petróleo venezolano (II): el pillaje de PdVSA y la amenaza a su nivel de producción”, y “Hugo Chávez y los límites de la petropolítica”, Real Instituto Elcano, Madrid, ARI nº 15 y 16 de 2007 y ARI nº 23/2008, publicados respectivamente en 9/2/2007, 12/2/2007 y 22/05/2008.

⁷⁶ Estas compañías presentan importantes paralelismos con las primeras grandes compañías petroleras que conformaron el primer cartel petrolero a comienzos del siglo XX y que fueron conocidas como las “*Siete Hermanas*”: Standard Oil de New Jersey, Mobil, Gula, Texaco, Standard Oil de California, la británica Anglo Iranian Oil Company (actual BP) y la anglo-holandesa Royal Dutch Shell. Sin embargo, en la actualidad las grandes empresas energéticas nacionales, también conocidas como “*National Operating Companies*” (*NOC*) o las “*Nuevas Siete Hermanas*” (compuestas por la Saudi Aramco, de Arabia Saudita; Gazprom, de Rusia; CNPC, de China; NIOC, de Irán; PdVSA, de Venezuela; Petrobras, de Brasil, y Petronas de Malasia) controlan casi un tercio de la producción mundial de gas y petróleo y más de un tercio de las reservas mundiales de ambos hidrocarburos.

⁷⁷ Estas empresas optaron por mantener su posición en defensa del principio de la inviolabilidad de los “contratos”. Tras poner la cuestión en manos del *International Centre for the Settlement of Investment Disputes* del Banco Mundial para su arbitraje (conforme a las estipulaciones del contrato), ExxonMobil demandó a PdVSA ante los tribunales norteamericanos, así como del Reino Unido y de los Países Bajos, alegando “incautación de bienes” y reclamando indemnizaciones. Por su parte, ConocoPhillips optó por seguir negociando con PdVSA “en la sombra” con el fin de obtener una indemnización. Cuando un tribunal

renegociar los contratos que tenían en vigor en ese país, otras como ExxonMobil y ConocoPhillips (con sede en EEUU) optaron por demandar al gobierno venezolano, aunque tras años de litigios tuvieron que optar por abandonar el país⁷⁸.

británico emitió una resolución provisional favorable a Exxon a mediados de febrero de 2008, se abrió la posibilidad de proceder a una congelación temporal de determinados activos internacionales de la compañía nacional venezolana (alrededor de unos 12.000 millones de dólares). Por otro lado, un tribunal de EEUU acordó la primera congelación real de unos 300 millones de dólares en fondos de PdVSA depositados en bancos de Nueva York. Esto provocó la reacción de Hugo Chávez, quien no sólo amenazó con suspender las exportaciones de crudo a EEUU sino que, poco más tarde, ordenó a PdVSA que se detuviesen todas las entregas de petróleo a Exxon Mobil. Además, amenazó con interrumpir todas las exportaciones a EEUU si éste continuaba, a través de Exxon Mobil, llevando a cabo una “guerra económica” contra Venezuela. La repercusión de este litigio en el precio del petróleo no se hizo esperar: si cuando comenzó el incidente (el 11 de febrero de 2008) el precio de los crudos había caído a cerca de 88 dólares/barril (desde un precio record de 100 dólares pocos meses antes), a finales de la misma semana de febrero los precios del petróleo volvían a subir hasta los 95 dólares/barril. El 18 de febrero de 2008, el Presidente Chávez apareció, de nuevo, en los medios de comunicación aclarando que no se interrumpiría el suministro de petróleo a EEUU a menos que “*el imperialismo*” atacara a Venezuela o llevara a cabo algún tipo de agresión. Los precios, sin embargo, siguieron subiendo, alcanzando de nuevo los 100 dólares/barril el 19 de febrero, empujados al alza por nuevas preocupaciones (los acontecimientos producidos en Nigeria, los niveles de producción de la OPEP y la depreciación del dólar estadounidense) junto con las amenazas de Chávez de restringir el mercado. A este respecto véase P. Isbell, “*Energía y geopolítica en América Latina*” y “*Hugo Chávez y los límites de la petropolítica*”, Real Instituto Elcano, ARI nº 12/2008 y nº 23/2008, publicados respectivamente en el 27/02/2008 y 22/05/2008, Madrid.

⁷⁸Tras la expropiación de las reservas de hidrocarburos en la Faja del Orinoco por parte del Gobierno venezolano, la Sala Constitucional adoptó una decisión el 18 de octubre de 2008 sobre la interpretación tanto del artículo 258 de la Constitución de la República Bolivariana como del artículo 22 de la Ley de Promoción y Protección de las Inversiones, con el objeto de analizar el alcance del consentimiento otorgado por Venezuela al arbitraje internacional de inversiones. En su escrito, la parte demandante plantea al Alto Tribunal “*la necesidad de establecer con claridad: “(...) 1.- Que el arbitraje internacional mencionado en el artículo 258 de la Constitución (...), configura un medio alternativo para la solución de conflictos que no constituye una sustitución de los órganos jurisdiccionales del Estado, ni la existencia de tribunales supranacionales. Que el arbitraje es un mecanismo amistoso que requiere del acercamiento de las partes y exige la actuación de buena fe en todo momento; que las cortes arbitrales son tribunales plenos, careciendo de poderes de ejecución porque les está negado el uso de la fuerza, y su labor cognoscitiva y decisoria está sometida a limitaciones, que el elemento fundamental del arbitraje es la manifestación de voluntad en forma escrita, clara, expresa, indubitable, no admitiéndose la voluntad tácita ni la presunta, ni la que pueda ser obtenida mediante un proceso deductivo (...); 2.- Que en virtud de las condiciones antes exigidas en el arbitraje, el artículo 22 de la ‘Ley de Inversiones’ no puede ser interpretado en el sentido de que constituya el consentimiento del Estado para ser sometido a arbitraje internacional; 3.- Declare (...), que el artículo 22 de la ‘Ley de Inversiones’ no contiene una oferta unilateral para el arbitraje, es decir, que no suple la falta de declaración expresa otorgada por escrito por parte de autoridades venezolanas para someterse a arbitraje internacional, ni tampoco mediante un acuerdo o tratado bilateral que lo establezcan explícitamente (...)*”.

En su decisión, la Sala Constitucional determinó la necesidad de efectuar una “*manifestación expresa, inequívoca y particular*” del consentimiento al arbitraje internacional, concluyendo por tanto que el Artículo 22 de la Ley de Promoción y Protección de las Inversiones de Venezuela no puede ser invocado por los inversores extranjeros como cláusula general de sometimiento al arbitraje internacional y, por consiguiente, a la jurisdicción del CIADI. Así pues, sin perjuicio del principio de primacía del Derecho Internacional sobre el derecho interno, con esta interpretación de la legislación venezolana se pretende desincentivar la presentación de futuros arbitrajes de inversiones ante el CIADI por parte de los inversores extranjeros y reconducir el arreglo de las controversias inversor-Estado bien hacia otros foros internacionales o bien hacia los propios tribunales internos venezolanos.

Fuente: Sentencia de la Sala Constitucional (Tribunal Supremo de Justicia de Venezuela, Expediente N° 08-763, de 17-10-2008, disponible en: <http://www.tsj.gov.ve/decisiones/scon/Octubre/1541-171008-08-0763.htm>

Pero las consecuencias de la política chavista en el sector de los hidrocarburos han ido más allá. Como miembro fundador de la OPEP, Venezuela ha puesto en marcha toda su maquinaria diplomática para, por un lado, presionar al cártel de productores de petróleo hacía una política de incremento progresivo de los precios del crudo y, por otro, lograr un acuerdo entre los principales países productores para enfrentarse a la “*política imperialista*” de los EEUU, si bien de momento habrá que esperar para conocer sus frutos⁷⁹.

En el caso de Rusia, el proceso de liberalización y apertura de los mercados energéticos (iniciado en la década de los noventa) ha sufrido una importante involución desde la llegada de Vladimir Putin al poder en el año 2000, tras el establecimiento de un sistema político presidencialista centralizado que ha sido calificado por algunos politólogos como “*capitalismo autoritario*”⁸⁰.

El presidente Putin centró su mandato en tratar de devolver a Rusia su papel hegemónico político y militar en la esfera internacional y reintegrar a la economía rusa en el sistema económico mundial. Para ello, no dudó en utilizar su principal arma negociadora (esto es, sus importantes recursos energéticos) para tejer una densa red de contactos diplomáticos que le permitiera mantener su influencia energética en la región y potenciar su proyección internacional hacia la búsqueda de nuevos socios⁸¹.

y Pascual Vives F. J., “*El arbitraje de inversiones en los recientes APPRI españoles*”, 28 de diciembre de 2009, Revista Electrónica de Estudios Internacionales, www.reei.org, p. 13.

⁷⁹ El Presidente venezolano se ha referido ya en varias ocasiones a los contactos realizados por PdVSA con Gazprom y con la compañía estatal *National Iranian Oil Company* (NIOC) para desarrollar proyectos de crudo pesado en la Faja del Orinoco, así como de otros proyectos de gas y de hidrocarburos internacionales. De hecho, en la actualidad Venezuela mantiene contactos con otros Estados productores, así como con *NOC* de países consumidores, como China y la India, e incluso con Estados por los que pasan los oleoductos como Bielorrusia, en lo que se ha venido a denominar por su Presidente “*revancha de los planes coloniales de producción petrolífera*”. No obstante, este esfuerzo aún no ha dado resultados concretos.

⁸⁰ A. Gat, “*The return of Authoritarian Great Powers*”, *Foreign Affairs*, July-August 2007, p. 59-69.

⁸¹ Las aspiraciones del Presidente Putin han ido más allá de convertirse en el único proveedor energético de Europa y también dirigió su mirada a los mercados energéticos asiáticos. Muestra de ello es el acuerdo alcanzado entre los gobiernos de Rusia-China-Japón para la próxima construcción del gasoducto Transiberiano, que transportará gas desde Siberia hasta China y, posteriormente, hasta Japón; el acuerdo ruso con el gobierno nipón para participar en la explotación de los yacimientos Sakhalin; o las negociaciones mantenidas con los dirigentes de las ex-repúblicas soviéticas de Kazajistán, Turkmenistán y Uzbekistán para incrementar la participación rusa en los gasoductos de estos países y garantizar así su acceso a los mercados energéticos asiáticos. Asimismo, a raíz de los ataques del 11-S y el consecuente enfriamiento de las relaciones norteamericanas con los países de la península arábiga, Rusia se está reposicionando frente a países que tradicionalmente han sido rivales desde el punto de vista energético (básicamente Arabia Saudí, Emiratos Árabes Unidos, Yemen, Omán, Qatar, Kuwait o Bahrein, entre otros) con el fin de reforzar su

Desde que en 2004 el gobierno del Kremlin pusiera en marcha una supuesta “campaña fiscal” que llevó a prisión al ex Presidente de la petrolera rusa Yukos por impago de impuestos, y decretara su incorporación en la empresa estatal Rosneft (constituyendo así la principal empresa petrolera rusa), en los últimos años se han sucedido los episodios que han inducido a una nacionalización progresiva de los principales activos estratégicos rusos. En el ámbito energético, esta estrategia se ha orientado hacia tres direcciones: la recuperación del control de las infraestructuras energéticas, la renacionalización de las reservas de hidrocarburos y la creación de un cártel del gas conocido como “*la nueva OPEP del gas*”⁸².

Respecto a la recuperación del control de las infraestructuras energéticas y, fundamentalmente de los gasoductos, la empresa gasista Gazprom ha ostentado un papel esencial⁸³. A través de ella, el Estado ruso ha logrado recuperar el control de las principales arterias gasistas que conectan a Rusia con los principales mercados energéticos europeos⁸⁴,

presencia en la zona. Para más información, véase: A. Sánchez Andrés, “*Relaciones económico-políticas entre Rusia y los países de la península arábiga*”, Análisis del Real Instituto Elcano Documento de Trabajo, Área de Economía y Comercio Internacional, publicado el 12-4-2007.

⁸² Algunos analistas han visto en esta idea de la OPEG (Organización de Países Exportadores de Gas) cierta similitud con el ya existente Foro de Países Exportadores de Gas (*Gas Exporting Countries Forum - GECF*), creado en Teherán en 2001, e integrado por Rusia, Irán, Argelia, Indonesia, Malasia, Qatar, Venezuela, Brunei, Trinidad y Tobago, Omán, Egipto, Libia, Emiratos Árabes Unidos, Nigeria y Bolivia. Los miembros que componen este foro poseen más del 70% de las reservas mundiales de gas natural y controlan más del 40% del volumen de gas que se comercializa en el mundo. En la reunión de este foro que tuvo lugar en Doha (Qatar) durante los días 9-10 de abril de 2007, se acordó la creación de una comisión encargada de coordinar las actividades llevadas a cabo por el propio foro, a pesar de los intentos por parte de países como Venezuela e Irán de ir algo más allá y convertir esta organización en algo similar a la OPEP. La primera cumbre de los Jefes de Estado y de Gobierno de los países que conforman este foro tuvo lugar en noviembre de 2011 en Qatar, cuyas conclusiones pueden consultarse en: <http://www.gecforum.com/>

⁸³ El presidente Putin no dudó en emplear a la empresa rusa Gazprom como instrumento para canalizar su “política imperialista energética”. Para ello, en 2001 se inició su reestructuración empresarial que finalizó en 2005 con el nombramiento de personas de confianza del presidente Putin en los principales cargos directivos de la compañía. Posteriormente, la Duma aprobó el 20 de julio de 2006 la ley por la que se reconoce al gran gigante ruso el monopolio de las exportaciones de gas, incluyendo el gas natural licuado. Y, posteriormente, a mediados de abril de 2008, el Gobierno ruso decidió entregar a Gazprom, sin concurso previo alguno, los derechos del yacimiento siberiano de Chayanda (una de las mayores reservas del país con 1,24 billones de metros cúbicos de gas), con la condición de que en 2008 empezara la prospección y en 2016 la explotación, entregando como compensación el equivalente a 425 millones de dólares. Para un análisis más detallado, véase: D. Helm, “*The Russian dimension and Europe’s external energy policy*”, University of Oxford, 2007, p. 17-26 y J.L. Centurión, “*La OPEP del gas deberá esperar*”, La Clave, 23 de mayo de 2008, p. 69.

⁸⁴ Nos referimos, entre otros, al acuerdo alcanzado entre el Gobierno de Bielorrusia y Gazprom tras los problemas surgidos entre ambos en 2006 durante la negociación de los precios de venta de gas ruso. Este incidente finalizó con el acuerdo de venta de gas ruso a Bielorrusia a un precio de 100 \$/1000 m³ de gas, con un incremento progresivo hasta alcanzar los 260\$/1000 m³ en 2010, a cambio de la compra por Gazprom del 50% de las acciones de la empresa bielorrusa Beltransgaz, de la cual depende el correcto funcionamiento del gasoducto ruso *Yamal-Europa*. A raíz de este incidente, y de otro problema similar ocurrido con Ucrania que acabó con el corte de suministro de gas ruso a este país durante tres días en enero de 2006 poniendo en

y ha iniciado una política de acuerdos con empresas energéticas europeas para poder acceder directamente a los consumidores comunitarios⁸⁵.

En cuanto al proceso de renacionalización de las reservas de hidrocarburos, éste se inició en 2004 tras la declaración de bancarrota de la petrolera Yukos y su posterior adquisición por la empresa estatal Rosneft, según se expuso anteriormente. A partir de ese momento, la venta de activos energéticos a empresas rusas estatales se fue sucediendo de manera sistemática. Como ejemplo, basta señalar la imposición de la venta de activos a Gazprom por parte de Shell en 2005, amparándose en criterios de protección medioambiental, lo cual supuso el fin del “*acuerdo de producción compartida*” que tenía firmado esta empresa, y que le otorgaba una concesión de acceso a las reservas energéticas de la planta de Sakhalin II en condiciones muy ventajosas; o la acusación vertida sobre la empresa BP-TNK en 2007 de incumplimiento de las condiciones establecidas para la producción de gas en el yacimiento marino de Shtokman, lo que acabó con el control

peligro el suministro de gas a Europa, Rusia decidió dar un giro a su política energética y adoptar una serie de decisiones que contribuyeran a mitigar su vulnerabilidad de tránsito, tales como la construcción del Sistema de Oleoductos del Báltico (conocido como BTC-2), que supone un desvío del actual oleoducto Druzhba (Amistad) y que a través de sus proyectados 1.300 kms. puentea a Bielorrusia desde Unechá (en la frontera occidental rusa) hasta el puerto de Ust-Luga (Leningrado); asimismo, se acordó la construcción del Gasoducto del Norte de Europa que, en una primera fase, unirá por debajo del mar Báltico San Petersburgo y Alemania y, posteriormente, está previsto que llegue hasta Reino Unido. El gasoducto *Nord Stream* (Corriente Norte) será una nueva ruta de exportación del gas ruso principalmente a Alemania, Reino Unido, Holanda, Francia y Dinamarca. Su extensión alcanzará 1.220 kms. y el primer tramo ha entrado en funcionamiento en 2011.

No obstante, la gran apuesta rusa radica en la “Corriente del Sur” (*South Stream*), que compite directamente con el proyecto “*Nabucco*” considerado de interés prioritario por la UE. A través de este gasoducto, Rusia pretende seguir exportando gas ruso, por debajo del Mar Negro, a Bulgaria. Después se bifurcará al norte hacia Austria y al sur hacia Grecia e Italia. Durante el encuentro en Sochi el 16 de mayo de 2009, Gazprom y la italiana ENI firmaron un convenio para duplicar la capacidad de transporte hasta los 61 mil millones de metros cúbicos anuales. Además de Italia, el gigante ruso del gas ha firmado acuerdos con sus otros socios europeos: Bulgaria, Grecia, Serbia, Francia y Alemania. Para un análisis más detallado, véase: A. Sánchez Andrés, “*La interdependencia energética ruso-europea*”, Análisis del Real Instituto Elcano Documento de Trabajo nº 25-2007, Área de Economía y Comercio Internacional, publicado el 8-6-2007, p. 10; A. Sánchez Andrés, “*Gazprom: ¿un instrumento de política económica y exterior rusa?*”, Gas y Petróleo en Rusia: impacto interno y proyección exterior, Universidad de Valencia, Valencia, 2006 y J. A. Stanislaw, “*El juego de la energía: el nacionalismo de los recursos, la lucha global por la energía y la necesidad de interdependencia mutua*”, Separata del nº 23 de Cuadernos de Energía, Club Español de la Energía, Madrid, 2008.

⁸⁵ Estos acuerdos empresariales se han traducido en la creación de empresas energéticas como Wingas en Alemania, GWH en Austria, ENI Power en Italia, E.ON Foldgaz Storage y E.ON Foldgaz Trade en Hungría, Eesti Gaze en Estonia, Lietuvos Dujos en Lituania, Peninne Natural Gas en Reino Unido: D. Fiton y C. Locatelli, “*Russian and European Gas Interdependence. Can market forces balance out geopolitics?*”, Cahier de Rechercher LEPII, serie EPE, nº 41 bis, enero 2007, p. 34.

directo de la totalidad de su producción en manos de Gazprom, que finalmente optó por elegir como socio a la compañía Total⁸⁶.

Pero, sin duda, la faceta más tangible del nuevo nacionalismo energético ruso se ha puesto de manifiesto con la idea anunciada por el Kremlin de explorar la posibilidad de crear un cártel internacional para el gas natural. Durante 2006, Putin inició una ronda de contactos con Argelia, Qatar e Irán sobre la posibilidad de formar una “OPEP del gas”⁸⁷. Estos cuatro países agrupan más del 70% de las reservas probadas de gas convencional en el mundo y, actualmente, producen el 40% del total mundial (una cantidad similar a la cantidad de crudo producido por la OPEP). A esto hay que añadir las declaraciones realizadas por Hugo Chávez en las que hacía referencia a la constitución de una asociación de países exportadores de gas en Sudamérica. Esta asociación estaría integrada por la propia Venezuela y Bolivia, pero también contaría con socios como Argentina y Brasil como consumidores privilegiados. Esto ha despertado los recelos de algunos países

⁸⁶ Estos acuerdos conocidos como “*production sharing agreements*” (PSA), se pusieron en marcha en Rusia en la década de los noventa para fomentar la inversión de empresas privadas internacionales. A este respecto, hay que mencionar que esta política expansionista rusa ha seguido muy activa hasta nuestros días. En concreto, en abril de 2009, Irán firmó un memorándum de cooperación con Gazprom para fomentar la cooperación bilateral en prospecciones geológicas, inversión y desarrollo. Además, durante el mismo mes de abril Putin visitó Libia para firmar otro memorándum con la Compañía Nacional Libia de Petróleo para construir un gasoducto desde la costa libia al sur de Europa. Por su parte, algunos directivos de Gazprom visitaron Nigeria, en diciembre de 2008, para mostrar su interés por las grandes reservas de gas nigerianas, compitiendo con la holandesa Royal Dutch Shell y la norteamericana Chevron.

⁸⁷ Esta propuesta surgió por parte de Putin y el Presidente argelino Buteflika si bien, posteriormente, algunos ministros rusos restaron interés a la propuesta y el Ministro de Energía argelino Chakib Jelil precisó que se trataría de un proyecto a largo plazo. Según algunos analistas, como J. Stern (*Oxford Institute for Energy Studies*), debatir esta idea supondría desviarse del debate central, esto es, analizar las cuestiones relativas al suministro de gas a Europa por parte de Rusia y Argelia. Sin embargo, algún analista (J.L. Centurión, “*La OPEP del gas deberá esperar*”, La Clave, 23 de mayo de 2008) pone en duda la viabilidad de esta propuesta, a la vista de los intereses encontrados de los posibles socios, la atomización del mercado gasista mundial y la situación de punto muerto en el que se encuentran las negociaciones para la creación de este proyecto.

Asimismo, otros analistas han puesto en duda la verdadera eficacia de esta “OPEP del gas”, así como su potencial control sobre los precios del mismo, debido al carácter meramente regional que presenta el mercado del gas natural y su dependencia al transporte por gasoducto, frente al mercado del petróleo, que se caracteriza por su carácter internacional. No obstante, esta realidad puede verse alterada con el paulatino crecimiento que el mercado de gas natural licuado (GNL) está experimentando en distintas partes del mundo y especialmente en Europa. La licuefacción del gas permite su transporte por barcos metaneros, lo que contribuye significativamente a reducir la rigidez de este mercado y lo asemeja cada vez más al mercado de crudo. En este sentido, la apuesta de Rusia por la instalación de plantas de licuefacción a lo largo de su territorio puede contribuir, extraordinariamente, a reforzar su papel hegemónico en un futuro mercado gasista internacional.

Otros analistas como A. Sánchez consideran que el acuerdo de colaboración firmado entre Sonatrach y Gazprom en 2007 puede ser considerado un primer paso hacia una futura colaboración más intensa entre ambos países productores de gas. No obstante, parece ser que este acuerdo se centraría en inversiones en etapas iniciales y en proyectos de GNL más que en los mercados de gas.

consumidores de gas natural, que cuestionan las implicaciones que tendría la creación de un cártel mundial gasista tanto en el desarrollo del propio mercado del gas como su repercusión en el precio.

Esta politización del sector energético también se ha hecho notar en la región del Caspio, donde países como Turkmenistán, Azerbaiyán, Kazajistán e Irán atesoran un inmenso potencial de reservas de gas y petróleo.

Por último, respecto a los países árabes e islámicos de Oriente Medio y África del Norte se puede afirmar que el proceso de renacionalización de los recursos energéticos ha tenido menor intensidad que en los casos expuestos anteriormente, dado que sus gobiernos se han tenido que enfrentar en los últimos años al rebrote del fundamentalismo islámico más radical. En este sentido, no debemos de olvidar que, en el pasado, muchos grupos extremistas han crecido gracias a los ingresos procedentes del crudo. Este ha sido el caso de Arabia Saudí⁸⁸, que si bien ha experimentado un fuerte incremento de los ingresos procedentes de productos petrolíferos (más de 157.000 millones de dólares en 2006), más de un 45% de los mismos fueron destinados a reducir su deuda estatal, a financiar programas sociales y a invertir en infraestructuras económicas con el fin de frenar los movimientos sociales y religiosos más radicales, entre ellos, a los simpatizantes de Al-Qaeda⁸⁹.

I.5.1.1.b. La dimensión interna: el control estatal del sector energético y la amenaza de las inversiones.

Aunque en un primer análisis podría parecer que la utilización de la energía como arma geoestratégica en las relaciones internacionales constituye el mayor riesgo para garantizar la seguridad energética de los países consumidores, al realizar una valoración más profunda de esta cuestión se advierte que el efecto más pernicioso de la nacionalización de los recursos se encuentra en la posible falta de inversión interna, dado

⁸⁸ Para un análisis más detallado, véase: “*Saudi Arabia’s Public Finances in 2006 and 2007*”, Global Oil Report, Centre for Global Energy Studies, vol. 18, nº 1, enero-febrero 2007, p. 15.

⁸⁹ Recordemos el incidente de 1979 que se saldó con cientos de muertos inocentes cuando radicales islámicos tomaron durante dos semanas La Meca. En esa ocasión, la familia real saudí actuó de intermediaria y depositó una importante cantidad de dinero (procedente con toda seguridad de sus ingresos por la venta de crudo a EEUU, Europa y Japón) en manos de extremistas para poner fin al conflicto.

que esto podría poner en peligro la seguridad energética en ambos sentidos, esto es, tanto para los países consumidores como para los productores.

Como ya se ha expuesto, la política de renacionalización de los hidrocarburos se ha centrado en la recuperación por parte del Estado del control de las reservas energéticas, lo cual ha supuesto una importante disminución de la presencia extranjera en los sectores estratégicos de los países productores. Esto se ha traducido en la aparición de unos nuevos actores en el panorama energético internacional: las “*National Operating Companies*” (NOC), en detrimento de la participación de las compañías privadas internacionales o “*Independent Operating Companies*” (IOC).

Los principales efectos de este cambio se han puesto de manifiesto en los eslabones iniciales de la industria energética, es decir, en las tareas de exploración y extracción de hidrocarburos (*upstream*), donde la presencia de las IOC ha sido tradicionalmente más notoria. Esto les ha permitido ostentar un mayor control de las reservas de hidrocarburos, especialmente en aquellas zonas en las que los costes de extracción eran más reducidos⁹⁰. No obstante, a raíz de una mayor presencia estatal en la industria energética mundial, la situación se ha invertido y las IOC apenas controlan en la actualidad el 15% de las reservas probadas de hidrocarburos. Esto implica que las compañías que acumulan más volumen de experiencia y conocimiento en la exploración y extracción de hidrocarburos, así como una mayor cantidad de recursos técnicos y económicos⁹¹, apenas tienen acceso a estas reservas (especialmente a las convencionales) y se han visto obligadas a recurrir a las reservas no convencionales, en las que los costes de exploración y extracción son mucho mayores⁹².

⁹⁰ Nos referimos a algunas zonas de Venezuela, Rusia y, especialmente, del Golfo Pérsico que es la región donde los costes de extracción son más bajos. En este sentido, se calcula que en los últimos años las IOC han podido obtener unos beneficios netos en torno a los 25 y 35 mil millones de dólares al año.

⁹¹ Esta afirmación debe matizarse haciendo mención a algunas compañías energéticas nacionales que han demostrado una importante solvencia tecnológica y económica en este sector, tales como la saudí ARAMCO, la brasileña Petrobras o la noruega Statoil. En cualquier caso, algunos analistas han manifestado que esta nueva situación en la industria energética mundial representa un reto para las IOC, que deberán poner a prueba su tecnología en zonas de difícil extracción como el cinturón del Orinoco en Venezuela, las arenas bituminosas de Alberta en Canadá o el gas licuado y petróleo del Ártico. El problema es que el desarrollo tecnológico requiere largos periodos de tiempo, lo cual se contrapone al rápido crecimiento que está experimentando la demanda de energía. A este respecto, véase: M. Marzo i Carpio, “*Suministro global de petróleo: retos e incertidumbres*”, Real Academia de Ciencias y Artes de Barcelona, Barcelona, 2010.

⁹² Para un análisis más complete, véase: P. Isbell, “*El nuevo escenario energético y sus implicaciones geopolíticas*”, Documento de Trabajo nº 21/2007, publicado el 30 de mayo de 2007, p. 13.

A la vista de estas circunstancias, podría parecer que el panorama es muy alentador para la industria energética de los países productores, ya que han logrado recuperar el control de sus recursos y, por tanto, incrementar sus ingresos procedentes de los hidrocarburos. Sin embargo, no debemos olvidar que estos países son “cautivos” de sus mandatarios que, como se ha puesto de manifiesto anteriormente, parecen más preocupados en poner en marcha políticas “populistas” (de dudoso efecto socio-económico para la población) en lugar de reinvertir estos beneficios en la mejora de las infraestructuras energéticas y en la recuperación de sus yacimientos maduros en aras a garantizar un determinado nivel de producción en el futuro que satisfaga la cada vez más creciente demanda energética⁹³.

Según algunos analistas, para reducir los importantes riesgos que esta situación puede representar para la seguridad energética mundial, sería necesario que se produjera un nuevo acercamiento entre las *NOC*/productoras y las *IOC*/consumidoras basado en la confianza mutua y en acuerdos contractuales flexibles, con el fin de evitar el déficit en la inversión y la crisis en el suministro que se avecinan⁹⁴.

1.5.1.2. La denominada “maldición de los recursos”.

Esta teoría de la “*maldición de los recursos*”⁹⁵ alude al destino económico de los países productores de energía, que se manifiesta en “*la creación de Estados rentistas por la riqueza petrolera, con escaso o nulo desarrollo de otros sectores productivos y cuyos*

⁹³ Según la AIE en su informe publicado en 2007 titulado “*World Energy Outlook 2007: China and India insights*” (p.4), sería necesario invertir más de 22 billones de dólares en los sectores energéticos de todo el mundo para poder satisfacer el incremento de la demanda energética, que se prevé que en 2030 se habrá incrementado en un 50% respecto a la demanda actual.

⁹⁴ P. Isbell, “*Reexaminando la seguridad energética*”, Análisis del Real Instituto Elcano nº 123-2007, Área de Economía y Comercio Internacional, publicado el 11-12-2007, p. 4-6.

⁹⁵ Este fenómeno conocido como “*resource curse*” fue acuñado por Auty en 1993 para mostrar la tendencia de algunos países ricos en recursos naturales de registrar peores resultados de progreso económico y reducción de la pobreza que otros que no disponían de estos recursos. Entre los países o regiones en los que se ha producido este fenómeno en los últimos años se encuentra Angola, Chechenia, Nagorno, Karaback, Aceh y Colombia. Para más información, véase: P. Stevens, “*Resource impact: curse or blessing? A literature survey*”, The Journal of Energy Literature, IX, I; P. Collier, “*The bottom billion: why the poorest countries are falling and what can be done about it*”, Oxford University Press, 2007; R. Youngs, “*Energy: a reinforced obstacle to democracy?*”, Documento de Trabajo nº 65, Julio 2008, FRIDE y el Informe sobre el comercio mundial 2010: El comercio sobre recursos naturales, Organización Mundial del Comercio, p. 91. Disponible en: www.wto.org.

gobernantes saquean las arcas fiscales tanto con propósitos de corrupción como para alimentar políticas populistas carentes de racionalidad económica”, y es consecuencia directa de las circunstancias antes comentadas⁹⁶. La Agencia Internacional de la Energía ha vaticinado que a pesar de la tendencia alcista de los precios de los hidrocarburos, la falta de inversión en los sectores estratégicos como consecuencia de una excesiva intervención por parte de gobiernos nacionalistas con altos índices de corrupción, puede afectar a medio y largo plazo el volumen de producción de hidrocarburos y, por ende, puede producir una reducción en los ingresos del país basados en su exportación⁹⁷. Además, en estos países la interacción de los distintos actores involucrados en el conflicto (esto es, el gobierno del territorio en cuestión, los grupos rebeldes, las comunidades locales que se ven directamente afectadas por la industria petrolífera, los gobiernos de las potencias externas, y las corporaciones multinacionales petroleras) generan un sistema de violencia por la interacción de los recursos, que acaba reflejándose en la población civil⁹⁸.

Un ejemplo paradigmático en este sentido sería Nigeria⁹⁹, cuyas reservas de gas y petróleo se encuentran entre las principales del mundo¹⁰⁰. Sin embargo, su producción

⁹⁶ R. Lagos, ex Presidente de Chile y Presidente del Club de Madrid, *“El Club de Madrid y la energía”*, Cuaderno de energía nº 20, Club Español de la Energía, p. 7.

⁹⁷ AIE, *“World Energy Outlook 2007: China and India insights”*, p. 11.

⁹⁸ Según afirma la AIE en su informe *“World Energy Outlook 2008”* nada excusa la pobreza energética de los ciudadanos de los países africanos ricos en petróleo. En dicho informe, la AIE concluye que, pese a la riqueza en hidrocarburos de los diez principales países exportadores de crudo del continente africano, la mayor parte de los ciudadanos permanece en la pobreza; dos terceras partes de los hogares no tienen acceso a la electricidad y tres cuartas partes no tienen acceso a combustibles limpios para cocinar y, en su lugar, utilizan leña y carbón vegetal. No obstante lo anterior, la Agencia calcula que el coste de la inversión necesaria para proporcionar servicios mínimos de energía a estos hogares representa el 0.4% de los ingresos públicos totales derivados del petróleo y el gas. En consecuencia, la Agencia concluye que la solución al problema de la pobreza energética se encuentra al alcance de estos países, si bien son necesarias importantes reformas institucionales que mejoren la eficiencia y transparencia de la asignación de los ingresos y de la rendición de cuentas de los gobiernos respecto al uso que se realiza de los fondos públicos.

⁹⁹ La historia de Nigeria ha estado salpicada de circunstancias que han contribuido a la inestabilidad política, económica y social del país. La guerra de secesión de Biafra de finales de los 60 que causó la muerte a miles de personas fue un intento de la región oriental de controlar los recursos petrolíferos de la zona. El asunto *Shell-Ogoni* protagonizado por los nueve Ogoni asesinados (entre ellos el escritor Ken Saro-Wiwa) el 10 de noviembre de 1995 por el dictador nigeriano Sani Abacha, a pesar de la oleada de protestas internacionales y tras un juicio sin pruebas. Desde 1958, la Royal Dutch Shell había extraído petróleo por valor de 30.000 millones de dólares de las tierras de los Ogoni, aunque este pueblo se había beneficiado muy poco de la extracción de petróleo, y en cambio había sufrido enormemente sus consecuencias derivadas de los vertidos de las tuberías averiadas que habían contaminado sus ecosistemas y las tierras de cultivo, y de la lluvia ácida que había contaminado el aire y destruido las cosechas. Para reivindicar la limpieza de la contaminación producida en toda la región, los Ogoni iniciaron una campaña pacífica que fue duramente reprimida por el ejército nigeriano por mandato del dictador Sani Abacha, en connivencia con las multinacionales petrolíferas con importantes intereses económicos en la región. Este caso es una muestra de las consecuencias que se derivan de la explotación de combustibles fósiles, y en particular del petróleo, no sólo por los perjuicios

diaria de hidrocarburos se ha visto mermada en algunos momentos debido, por un lado, a la inestabilidad política y social interna que vive con frecuencia el país y, por otro, a los continuos conflictos fronterizos que mantiene con los países vecinos por la soberanía de los territorios en los que se ubican los principales pozos terrestres y marinos de petróleo¹⁰¹. A estos problemas hay que añadirle la sombra de la corrupción que ha salpicado a los gobiernos nigerianos de los últimos años (entre ellos al gobierno del ex Presidente Olusegun Obasanjo) y que ha constatado el Banco Mundial al afirmar que el 80% de los ingresos nacionales procedentes del petróleo se encuentra en manos del 1% de la población¹⁰².

medioambientales, sino también por la violación de derechos, bienes y recursos de numerosas minorías étnicas y comunidades indígenas.

Además, Nigeria ha sufrido seis golpes de Estado y otros cuatro intentos fallidos, unido a treinta años de regímenes militares. En este periodo de inestabilidad ha aumentado de manera extraordinaria el gasto público financiado con fondos extraordinarios, lo cual también ha contribuido a la proliferación del fraude. Para paliar esta situación, el FMI ha realizado estudios sobre la situación concreta del país y ha recomendado, entre otras medidas, promover un mayor reparto de los ingresos procedentes del petróleo entre la población y emplear instrumentos de política tributaria para generar ingresos que financien el gasto. Para más información, véase: X. Sala-i-Martin y A. Subramanian, “*Addressing the Natural Resource Curse: An Illustration from Nigeria*”, IMF Working Paper No. 03/139, (www.imf.org) y J. Boonstra, E. Burke, R. Youngs, “*La política de la energía: Una comparación entre Azerbaiyán, Nigeria y Arabia Saudí*”, Documento de trabajo n° 68, FRIDE, Septiembre 2008.

¹⁰⁰ El volumen de producción diario de crudo de Nigeria alcanza los dos millones de barriles, muy similar a la producción de Irak antes de la guerra. Esto lo ha convertido en el mayor productor de petróleo de África y el quinto proveedor de petróleo de EEUU, hasta el punto que el Presidente norteamericano G. Bush declaró en 2002 que el petróleo africano representa una prioridad para la política energética de los EEUU y que no se descartaría una intervención militar en caso de que fuese necesaria para garantizar la seguridad de abastecimiento norteamericana. De hecho, desde 2005 EEUU ha aumentado su presencia en la zona y está estudiando la posibilidad de establecer bases militares en Ghana, Mali, Kenia o Senegal. Fuente: A. Khakee, “*Energy and Development: Lessons from Nigeria*”, FRIDE, June 2008, p. 1-2.

¹⁰¹ Además, como miembro de la OPEP, debe someter su volumen de producción a las decisiones que se adopten en esta materia en el seno de la organización.

¹⁰² En los últimos 25 años, se estima que Nigeria ha obtenido más de 300 mil millones de dólares de la exportación de crudo pero, sin embargo, la renta per cápita ha descendido de 1000 a 390 \$. Por su parte, Naciones Unidas sitúa su Índice de Desarrollo como uno de los más bajos del mundo, por debajo de Haití o Bangladesh y, para algunos analistas, este país representa el sistema más débil del planeta.

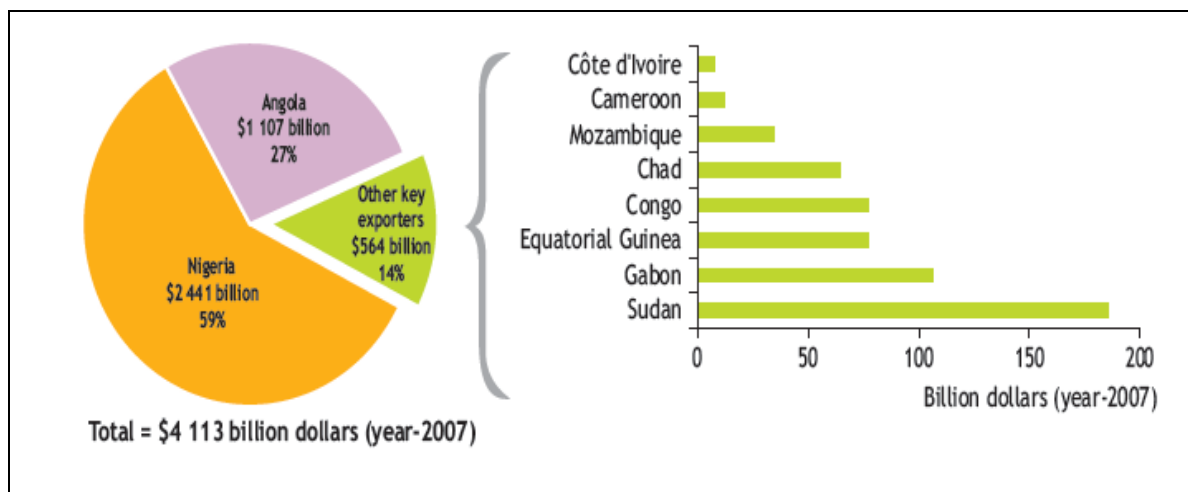


Figura 10. Estimación de los beneficios procedentes del gas y el petróleo recibidos por Gobiernos sudafricanos en 2007.

Fuente: World Energy Outlook, AIE (2008).

Otro ejemplo que nos resulta más próximo es el de Guinea Ecuatorial, antigua colonia española que en la que las exportaciones de hidrocarburos representan el 98% de sus intercambios comerciales globales, mientras que el volumen de otras exportaciones tradiciones, como la madera y el cacao, apenas alcanza el 1,5%. Estas cifras recuerdan nuevamente el alto riesgo de concentración en petróleo y gas (cuyos mercados sufren una fuerte volatilidad), unido a la debilidad de sus instituciones políticas, a la fuerte presencia de compañías energéticas extranjeras en el país y los conflictos fronterizos existentes con países vecinos como Nigeria o Gabón por la territorialidad de las zonas ricas en hidrocarburos, hacen de este país un potencial candidato para engrosar la lista de aquellos países dependientes de la producción y exportación de minerales e hidrocarburos con tendencia a sufrir sistemas políticos autoritarios y procesos económicos de estancamiento, a través de mecanismos rentistas y neo-patrimoniales¹⁰³.

¹⁰³ Véase: J.M. Marín Quemada, "Guinea Ecuatorial: de la política económica a la política de hidrocarburos", Documento de Trabajo 26, Real Instituto Elcano, publicado el 14 de junio de 2007; y Campos A., "Guinea Ecuatorial: ¿"maldición de los recursos" o "extraversión" histórica del poder?", ARI 19/2010, Real Instituto Elcano, publicado el 26 de enero de 2010.

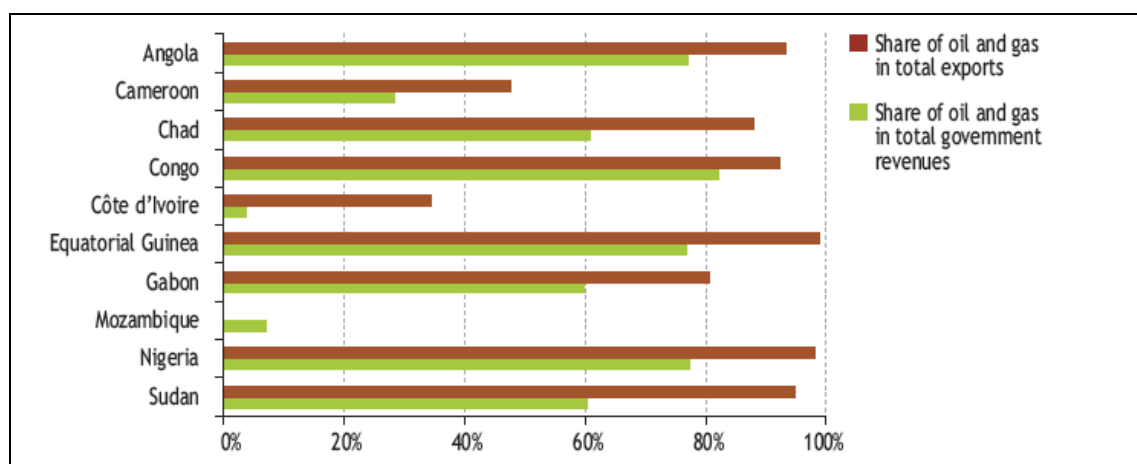


Figura 11. Porcentaje de las exportaciones/beneficios procedentes del gas y el petróleo en los países del África subsahariana en 2006.

Fuente: World Energy Outlook, AIE (2008).

I.5.1.3. La lucha de los países productores para atraer inversión extranjera.

Otro de los principales retos que se les plantea a los países productores para garantizar la seguridad de suministro energético se centra en la necesidad de atraer capital extranjero, que garantice el nivel de inversión necesario para mantener sus infraestructuras energéticas y, por ende, su nivel de producción.

Según se ha expuesto anteriormente, el panorama energético internacional actual se caracteriza por una progresiva desaparición del exceso de la capacidad de producción provocado por la falta de inversión experimentada en los últimos años, el incremento de los costes de producción y el constante incremento de la demanda energética¹⁰⁴. A esto hay que unirle el hecho de que los países que presentan unas mejores expectativas respecto a la exploración y producción de hidrocarburos se encuentran casi blindados a la inversión exterior, como de hecho ha ocurrido con algunos países de la OPEP. Además, el constante aumento de los precios de los hidrocarburos de los últimos años podría estar teniendo un efecto rebote en cuanto a la inversión, ya que los países productores comienzan a ser conscientes de la nueva posición privilegiada que este incremento de sus ingresos les

¹⁰⁴ Este resultado fue la consecuencia lógica de un conjunto de circunstancias que se sucedieron en los mercados energéticos mundiales en los años precedentes, tales como el inicio del resurgimiento de la economía china en 2003, la guerra de Irak y la imprevisible reducción en su producción y exportación de petróleo, y las políticas de contención llevadas a cabo tras la ralentización económica que se produjo tras el 11-S.

otorga en cuanto a la renegociación de contratos y licencias concedidas a compañías extranjeras, lo cual acaba desincentivando la inversión de éstas.

Las inversiones en el sector de la energía se caracterizan por requerir un fuerte desembolso económico, un largo periodo de recuperación de la inversión y un alto grado de riesgo productivo y comercial. En ocasiones, esto va acompañado de una fuerte inestabilidad del marco político y jurídico de los países receptores de la inversión, que dan lugar a renacionalizaciones, renegociaciones contractuales e incluso expropiaciones, en algunos casos.

Por tanto, la necesidad de establecer marcos jurídicos y económicos estables, que promuevan la confianza de las empresas extranjeras en los países productores, y que protejan sus inversiones, se presenta como un requisito esencial para garantizar la seguridad energética.

I.5.2. Cambios por el lado de la demanda.

I.5.2.1.- El crecimiento desmesurado de la demanda energética y la aparición de China y la India en el panorama energético mundial.

Según refleja la Agencia Internacional de la Energía (AIE) en su informe sobre las Perspectivas Mundiales de la Energía¹⁰⁵ publicado en 2007, se prevé que la tendencia del crecimiento de la demanda mundial de energía que estamos experimentando en los últimos años continúe de una manera exponencial en las próximas décadas.

Los datos que se extraen de este informe son poco optimistas, y concluyen que, a menos que se produzcan cambios importantes en las políticas energéticas, se prevé un aumento bastante superior al 50% en la demanda mundial de energía para 2030. Este aumento de la demanda se puede ver acelerado por el rápido crecimiento de las economías

¹⁰⁵ International Energy Agency, “*World Energy Outlook 2007: China and India insights*”.

de China y la India, así como de otras economías emergentes¹⁰⁶. De hecho, según algunos autores, la irrupción de China y de la India en la economía internacional está produciendo cambios estructurales sin precedentes¹⁰⁷.

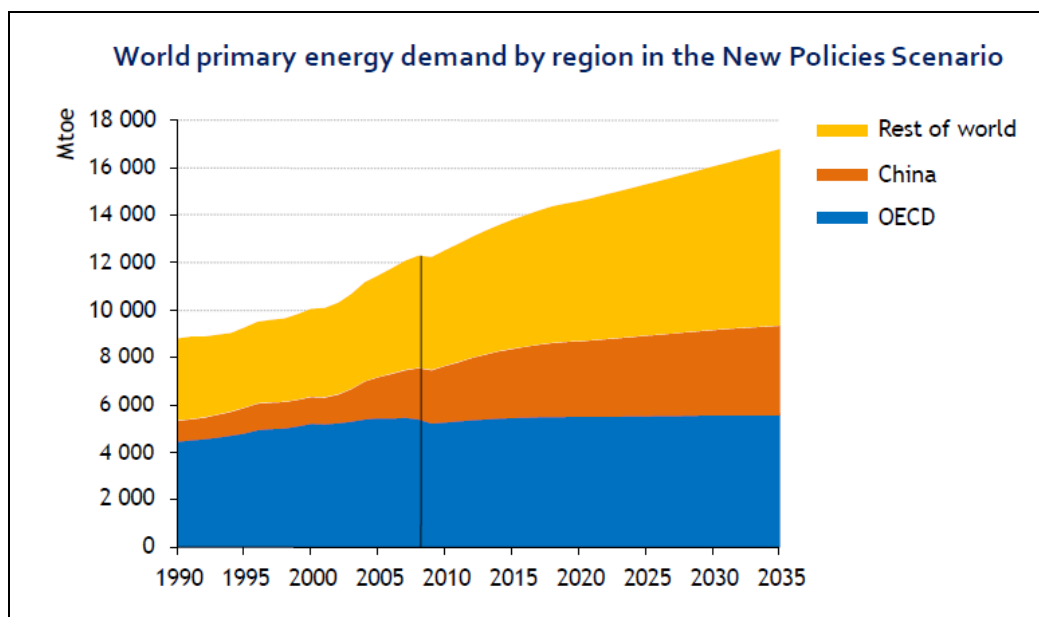


Figura 12. Previsión de la evolución de la demanda de energía mundial hasta 2035.

Fuente: World Energy Outlook, AIE (2010).

Según la AIE, este aumento de la demanda mundial de energía puede encontrar su origen en dos circunstancias:

¹⁰⁶ Según estas previsiones, con las políticas energéticas existentes China y la India serían responsables de un 45% del aumento de la demanda de energía prevista para 2030. No obstante lo anterior, estos datos habría que matizarlos dado el importante descenso que ha experimentado la demanda de energía durante 2009 como consecuencia de la situación de crisis financiera mundial en la que nos encontramos. Según afirma la misma AIE en su informe *"The Impact of the financial and economic crisis on global energy investment"* de mayo de 2009, en los países de la OCDE se experimentó una caída en la demanda de crudo del 5,2% durante el último trimestre de 2008 y del 5% en el primer trimestre de 2009. No obstante, en 2010 se apreció de nuevo un tímido repunte de la demanda de petróleo y gas en términos globales.

¹⁰⁷ F. Steinberg, *"El impacto de las potencias emergentes en la economía mundial"*, Análisis del Real Instituto Elcano nº 4/2008, Área de Economía y Comercio Internacional, publicado el 4-1-2008. Según este autor, *"tan sólo la entrada de China y la India en el sistema de producción global supone un impacto mayor que el que implicó la entrada de EEUU en la economía mundial en el siglo XIX. Entonces, dicho cambio modificó los equilibrios de poder en la geopolítica mundial de forma drástica, por lo que es de esperar que a lo largo de las próximas décadas los principales países emergentes "forzarán" (en el mejor de los casos pacíficamente) reformas en las instituciones de gobernanza global"*.

- En los próximos veinte años, la población mundial aumentará de media un 1% anual. Esto supondría añadir una ciudad más grande que Ámsterdam a la población mundial todas las semanas. Dado que, actualmente, el consumo *per cápita* de energía es tres veces superior en los países de la OCDE que en el resto del mundo, y que el aumento de población se producirá mayoritariamente en países no pertenecientes a la OCDE, puede calcularse que aproximadamente un tercio del aumento de la demanda energética mundial previsto de aquí a 2035 se deberá al aumento de la población mundial.
- A pesar de la tendencia hacia una desvinculación de la demanda energética respecto del crecimiento del PIB, éste sigue siendo el principal motor impulsor del aumento de la demanda mundial de energía. Los habitantes de los mercados emergentes (al igual que los de los países de la OCDE) tienen la aspiración legítima de conseguir el mayor nivel de vida posible. Está previsto que, para 2030, el aumento del nivel de vida sea el responsable de dos tercios del aumento de la demanda total de energía.

Así las cosas, a menos que se produzcan cambios sustanciales en las políticas energéticas, la demanda energética mundial prevista para 2035 sólo podrá satisfacerse mediante un aumento en el uso de los hidrocarburos. Este patrón de consumo, basado en los combustibles fósiles, presenta una doble problemática: por un lado, provoca un aumento de las emisiones de dióxido de carbono y, por otro lado, incrementa en mayor medida el grado de dependencia energética de los países consumidores con respecto a los países productores de hidrocarburos (especialmente respecto a Oriente Medio y Rusia). Todo ello tendrá importantes repercusiones de manera directa, y casi inmediata, tanto en el cumplimiento de la política medioambiental diseñada para luchar contra el cambio climático como en la seguridad energética en general.

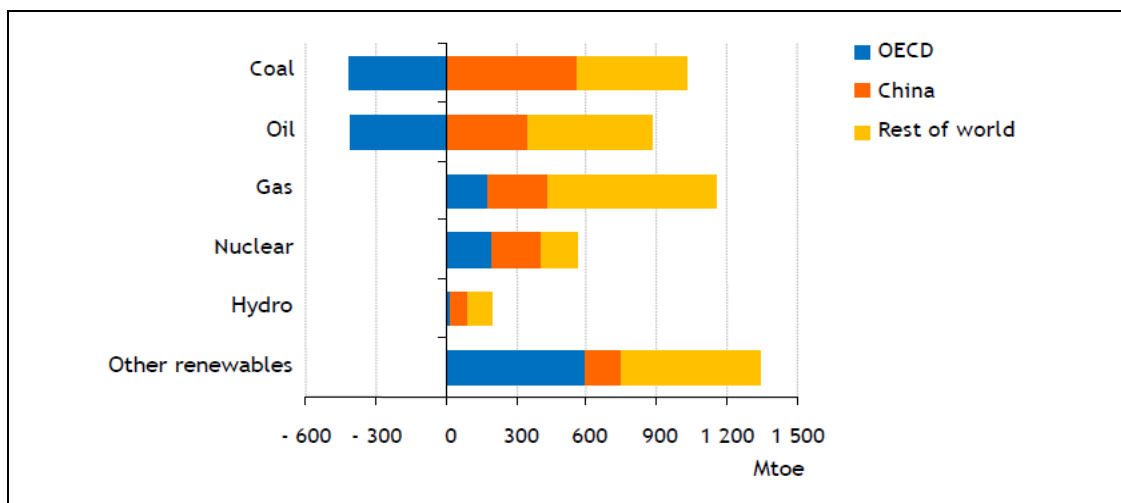


Figura 13. Previsión del aumento de la demanda de energía por tecnologías en el periodo 2008-2035.
Fuente: World Energy Outlook, AIE (2010).

En estas condiciones, el cambio a sistemas energéticos de baja emisión de carbono para combatir el cambio climático es un objetivo que podría entrar en conflicto con el de satisfacer las necesidades energéticas de una población mundial creciente y más próspera. La AIE advierte que, a menos que se produzcan cambios en las políticas energéticas de las regiones consumidoras, podría esperarse una escasez de suministros para 2050 y un incremento en los precios de los combustibles.

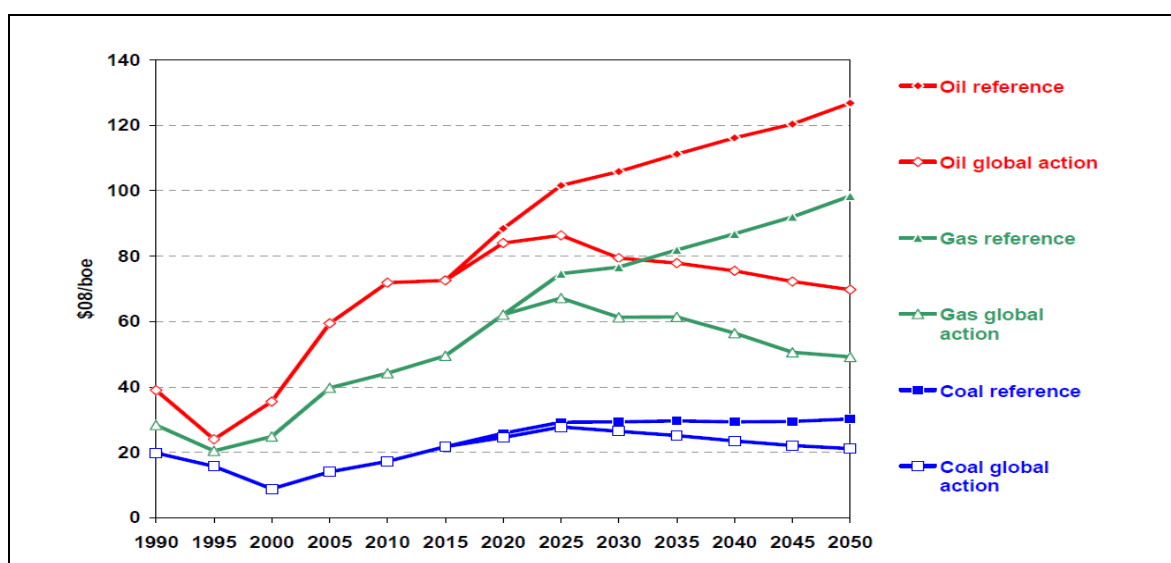


Figura 14. Previsión de la evolución del precio internacional de la energía según el contexto actual y en un contexto de acción climática global.
Fuente: World Energy Outlook, AIE (2009).

En cuanto a la repercusión del crecimiento de China y la India en el escenario energético mundial, la AIE realiza las siguientes previsiones:

- Se calcula que las necesidades energéticas básicas del mundo aumentarán en un 55% entre 2005 y 2030, a una tasa media anual de 1,8%¹⁰⁸.
- El 74% del aumento del consumo energético global corresponderá a los países en vías de desarrollo debido, entre otros factores, a sus altas tasas de crecimiento económico y demográfico¹⁰⁹.
- Se producirá un importante resurgimiento del carbón debido, principalmente, al aumento de la demanda del sector eléctrico en China y la India¹¹⁰.
- Parece inevitable que las necesidades energéticas de China sigan creciendo al mismo ritmo que se produce su desarrollo económico¹¹¹.

¹⁰⁸ Según la AIE, en 2030 la demanda de energía alcanzará 17,7 miles de millones de toneladas equivalentes de petróleo, frente a los 11,4 miles de millones de toneladas equivalentes de petróleo de 2005. Los combustibles fósiles seguirán siendo la fuente principal de energía, llegando a abarcar un 84% del aumento total de la demanda. El petróleo se mantendrá como combustible principal, aunque su fracción de la demanda global descenderá del 35% al 32%. La demanda de petróleo alcanzará los 116 millones de barriles al día en 2030, lo cual supone un aumento de 32 millones de barriles al día (37%) con respecto a 2006.

¹⁰⁹ Según estimaciones de la AIE, China y la India, por sí solas, representan un 45% de este aumento. Los países de la OCDE representan la quinta parte; las economías en fase de transición, el 6%. En conjunto, el consumo de los países en vías de desarrollo representará el 47% del mercado energético global en 2015, y más de la mitad en 2030, frente al 41% actual.

¹¹⁰ Para la AIE, el incremento de los precios del petróleo y del gas hará que el carbón se convierta en un combustible más competitivo para la generación básica de energía eléctrica. Más de las cuatro quintas partes del aumento de consumo de carbón previsto hasta 2030, corresponderán a China y a la India, que ya abarcan el 45% del consumo mundial. En la OCDE el consumo de carbón crece muy lentamente, debiéndose a los Estados Unidos la mayor parte del incremento.

¹¹¹ Sin embargo, la AIE estima que es muy difícil saber con qué rapidez se producirá ese aumento, y cómo se verán cubiertas dichas necesidades, puesto que todo ello dependerá de la velocidad de crecimiento de la economía china, del panorama económico mundial y de las políticas energéticas globales. En principio, se prevé que la demanda de energía primaria de China aumente en más del doble, pasando de los 1.742 millones de Tep de 2005 a 3.819 millones de Tep en 2030, lo cual equivaldría a un incremento medio anual del 3,2%. China, con una población cuatro veces mayor que la de los Estados Unidos, superará a este último país en consumo de energía, convirtiéndose en el principal consumidor del mundo poco después de 2015. En 2005 la demanda de los Estados Unidos era un tercio mayor que la de China. Hasta 2015 la demanda de China, guiada principalmente por una industria pesada que sigue en fase de acelerada expansión, crecerá un 5,1% anual. A más largo plazo la demanda se ralentizará, a medida que la economía vaya madurando, y la estructura de producción se centre en actividades con menor consumo de energía y se introduzcan tecnologías más eficientes. Asimismo, se prevé que la demanda de petróleo para transporte llegue casi a cuadruplicarse entre 2005 y 2030, contribuyendo en más de dos tercios al aumento total de la demanda china de petróleo. En la actualidad, el número de vehículos se multiplica por siete, y se sitúa en cerca de 270 millones. La AIE prevé que para 2015, aproximadamente, las ventas de vehículos nuevos en China excederán

- Aunque el rápido crecimiento económico de China y de la India conlleve un aumento de la demanda energética global, también traerá consigo un beneficio económico importante para el resto del mundo¹¹².
- Los países exportadores de productos básicos serán los que más se beneficien en caso de que China y la India experimenten una expansión económica aún más rápida de lo previsto. En este sentido, se prevé que el incremento de sus importaciones de petróleo ejerzan mayor presión en el precio e incrementen la competencia internacional para asegurarse el acceso a los recursos petrolíferos¹¹³.
- El incremento de la demanda de gas natural contribuirá a reforzar la posición geopolítica de Rusia¹¹⁴.

las de los Estados Unidos. A pesar de todo, la normativa en materia de ahorro de combustibles, adoptada en 2006 por las autoridades de Pekín, amortiguará el crecimiento de la demanda de petróleo. Con el aumento del poder adquisitivo se producirá un gran crecimiento del sector de la vivienda, del uso de electrodomésticos y sistemas de aire acondicionado y calefacción.

¹¹² La expansión económica de China y de la India también tiene repercusiones positivas para países del primer mundo, ya que se benefician de los productos, servicios y capitales que estos países exportan a precios muy competitivos. Asimismo, se están generando oportunidades para otros países que pueden exportar productos a los dos gigantes asiáticos, y aumentar el acceso de otros países a una gama más amplia de productos y servicios importados. Pero el aumento de las exportaciones de China y de la India también aumenta la presión ejercida sobre el resto del mundo, desencadenando diferentes ajustes estructurales, especialmente en países con sectores exportadores que compitan con estas dos potencias emergentes. El incremento de las necesidades primarias podría provocar una subida de los precios internacionales de los productos básicos, incluyendo el de la energía, sobre todo si la oferta se ve limitada.

¹¹³ Según la AIE, se prevé que los países de Oriente Medio, Rusia y otros países exportadores de energía experimenten un significativo aumento neto del producto interior bruto en 2030. En cuanto al crecimiento del PIB en otros países asiáticos en vías de desarrollo, los Estados Unidos, la Unión Europea y la OCDE-Pacífico se prevé un aumento más moderado, debido principalmente al incremento del coste de importación de los productos básicos. Suponiendo que no haya cambios de política en los países de más envergadura, el precio medio de importación de crudo de la AIE subirá a 87 dólares (de 2006) por barril en 2030 (un 40% más).

¹¹⁴ De hecho, Rusia ya ha comenzado a plantear la posibilidad de derivar parte de sus actuales exportaciones de gas de Europa para abastecer a China y la India y, potencialmente, a Japón y Corea. Por otro lado, según algunos autores, estos países asiáticos tendrán una progresiva dependencia energética de los países productores de hidrocarburos de Eurasia que conforman el denominado “Creciente Mayor”, que engloba a la Península Arábiga, el Golfo Pérsico, el Mar Caspio, el Cáucaso, los Urales, se extiende por Siberia oriental y occidental hasta la costa del Pacífico y llega hasta la isla Sakhalin (Rusia). En esta región, se concentra más del 70% de las reservas de gas y petróleo. Pero, además, también aumentará su dependencia del “Creciente Menor”, que parte de Alaska, las arenas asfálticas de Alberta y continúa por la gran reserva petrolífera de la costa oeste de EEUU (incluyendo Texas) hasta el Golfo de Méjico, la región andina de Sudamérica hasta el Golfo de Guinea de África Occidental, donde se encuentran las grandes reservas de petróleo africanas (incluyendo Angola, Nigeria y Guinea Ecuatorial). En esta región geoestratégica, se encuentra el 20% restante de las reservas mundiales de hidrocarburos convencionales (y posiblemente más del 50% de las reservas no convencionales), de la cual se obtiene un 31% de la producción mundial y representa un 36% del consumo mundial. No obstante, el reparto de la producción y la oferta energética en esta región es muy desigual, con áreas fuertemente excedentarias como Alaska, Canadá, Golfo de Méjico, la zona andina y Guinea Ecuatorial, y zonas básicamente importadoras como EEUU, América Central y el Cono Sur. Esta

- Los cambios estructurales que tendrán lugar en la economía de China y de la India afectarán las relaciones comerciales de ambos países con el resto del mundo, así como su necesidad de importar energía¹¹⁵.

No obstante lo anterior, es importante señalar que el incremento exacerbado de la demanda energética mundial que se viene produciendo en los últimos años, no puede ser atribuido exclusivamente a China y la India, si bien es cierto que la aparición de estos gigantes asiáticos en el panorama energético mundial no puede ser ignorada a la hora de analizar la situación en la que se encuentra la seguridad energética en la actualidad¹¹⁶.

Por último, es importante destacar que la entrada de China en la escena energética internacional plantea un fuerte desafío geopolítico para otros actores tradicionales, como son los Estados Unidos y Rusia. Esto es, China se puede convertir en un fuerte competidor de los Estados Unidos para acceder a los recursos petrolíferos disponibles en la región¹¹⁷.

situación se pone de manifiesto en la gran diversidad geopolítica que la misma presenta, y se ha visto reflejada en las distintas corrientes que han marcado las políticas energéticas de los países que componen esta región, en particular, en relación al resurgimiento de los nacionalismos energéticos antes mencionados. Para un análisis más completo, véase: J.L. García Delgado y J.C. Jiménez, *“Energía y regulación en Iberoamérica”*, Thomson/Civitas, Madrid, 2008, p. 26.

¹¹⁵ A más largo plazo, la AIE prevé que la industria ligera y los servicios desempeñen un papel más importante en el desarrollo económico de China y de la India. Las políticas económicas de todos los países serán fundamentales para mantener el ritmo de crecimiento económico global y corregir los actuales desequilibrios. Un aumento del proteccionismo podría cambiar radicalmente el positivo impacto global del crecimiento económico de China y de la India. Sin embargo, una rápida puesta en práctica de políticas energéticas y medioambientales, destinadas a ahorrar energía y reducir las emisiones a nivel mundial, impulsaría significativamente los beneficios globales netos, suavizando las presiones a que se ven sometidos los mercados internacionales de productos básicos y reduciendo para todos el gasto de importación de combustibles. Un desarrollo económico mundial más acelerado podría impulsar la puesta en marcha de nuevas tecnologías limpias, como las relacionadas con los biocombustibles de segunda generación y la captura y el almacenamiento de dióxido de carbono, siempre que se aplicaran las políticas adecuadas.

¹¹⁶ L. M. Ariza, *“Petróleo: ¿cuánto queda realmente?”*, El País Semanal, 1 de junio de 2008, p.76. Según se recoge en este artículo, a la hora de analizar la repercusión que ha tenido la entrada de China en el incremento de los precios del crudo, se recogen las reflexiones realizadas al respecto por Emilio Figueroa, asesor del Ministerio de Industria y Comercio y ex Director de análisis energéticos y estadística de Repsol YPF: *“China consume siete millones de barriles al día y produce tres y medio, mientras que EEUU consume más de veinte millones de barriles al día y produce poco más de cinco”*. Según este analista, a pesar del crecimiento económico que se viene produciendo en China, su población no va a sustituir su modo de vida tradicional y, por tanto, no va a cambiar la bicicleta como medio de transporte habitual por el uso de automóviles, lo cual dispararía sus cifras de consumo energético más allá de lo previsible. En esta misma línea, véase: Banco de Desarrollo Asiático, *“The challenge of higher oil prices”*, the Asian Development Outlook 2005 update.

¹¹⁷ China tendrá que recurrir a las mismas fuentes de abastecimiento norteamericanas como son el Golfo Pérsico, la cuenca del Mar Caspio y África. De hecho, hay que destacar las alianzas que están forjando tanto China como la India con países como Brasil y algunos países africanos para obtener tierras de cultivos y

Esta nueva situación puede tener importantes repercusiones tanto en el ámbito energético como en el político y militar. En el plano energético, el fuerte aumento de la demanda de energía en la zona puede implicar un incremento de los precios y una potencial escasez de los suministros. Y en el plano político y militar, es indudable que China no dudará en estrechar sus relaciones políticas y diplomáticas, y utilizar sus remesas de armamento y tecnología militar con los principales países productores con el fin de asegurar su suministro, provocando el consiguiente menoscabo de la influencia rusa en la zona¹¹⁸.

I.5.2.2. La búsqueda de alternativas energéticas por parte de los países consumidores.

La imparable subida de los precios de los hidrocarburos, y su continua fluctuación, representa una de las principales preocupaciones para los principales países productores de crudo. Cuando la economía se sitúa en un ciclo de precios altos, la demanda energética se contrae y los países consumidores incrementan la inversión en fuentes alternativas como las energías renovables, especialmente en los últimos años, en los que la sociedad mundial comienza a tomar conciencia de los problemas medioambientales y los efectos del cambio climático.

Todo ello perjudica a los grandes productores de hidrocarburos, como Arabia Saudí, ya que, por un lado, pierden su control tradicional sobre los precios y la posibilidad de modularlos mediante el aumento o reducción de la producción de crudo y, por otro lado, temen que sus clientes opten por buscar crudo en otras regiones o pongan en marcha políticas que modifiquen su *mix* energético promoviendo el ahorro y la eficiencia energética, todo ello en aras a reducir su dependencia energética en el medio y largo plazo¹¹⁹.

dedicarlas a la producción de biocombustibles. Asimismo, están construyendo oleoductos que parten de Rusia, Asia Central e Irán y están formando empresas conjuntas para explorar yacimientos de hidrocarburos a nivel mundial.

¹¹⁸ Para un análisis más extenso, véase: M. T. Klare, *“Sangre y petróleo”*, Urano, Barcelona, 2006, p. 242.

¹¹⁹ En este sentido, es interesante el informe elaborado por la AIE con el título *“Energy Security 2007”*, en el que se cuantifica el impacto que la adopción de estas medidas podría tener en la seguridad energética y el cambio climático de un país: <http://www.iea.org>.

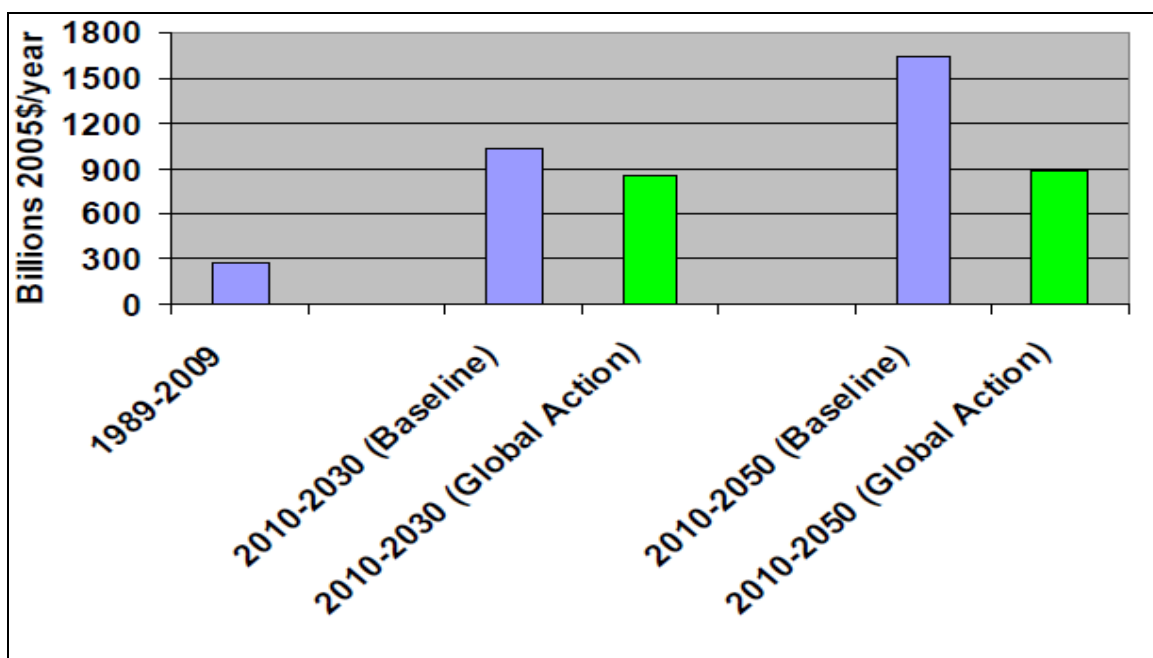


Figura 15. Previsión de la evolución de los ingresos de la OPEP procedente de las exportaciones de crudo según el contexto actual/acción climática global.

Fuente: “Hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva en 2050”, CE (2011).

Según algunos analistas, el contexto energético actual requiere un cambio de planteamiento de la dinámica de la energía, y pasar de una visión centrada en la seguridad de suministro, que enfrenta a países productores y consumidores, a un planteamiento más global, en el que la energía es la verdadera protagonista¹²⁰.

El reto que plantea la situación actual va más allá de los riesgos de incumplimiento en materia de suministro, y se centra en la necesidad de garantizar un futuro sostenible que garantice el acceso a los recursos tanto a las generaciones presentes como a las venideras.

Para ello es necesario que se produzca un cambio profundo en la concepción actual de la política energética y se centre en una *“política tecnológica sostenible que aumente la producción de energía tradicional, promueva la eficiencia y las ventajas de la conservación y acelere el desarrollo y la adopción de alternativas de oferta y demanda de energía”*.

¹²⁰ J. A. Stanislaw, “Cambios en el sector de la energía: el mayor reto para el siglo XXI”, Cuadernos de Energía nº 15, Club Español de la Energía, Madrid, 2007. En este sentido, merece la pena destacar la propuesta que realiza este autor en cuanto a la necesidad de realizar un cambio paradigmático que pase de *“la geopolítica de la energía”* a *“la energía de la geopolítica”*, siendo la energía en este nuevo contexto el motor conductor de la política y la economía global.

En este sentido, es preciso alcanzar un consenso internacional sobre las políticas tecnológicas que se podrían implantar a escala mundial y el establecimiento de un marco jurídico único que facilite su desarrollo¹²¹, basado en dos parámetros fundamentales: ahorro y tecnología¹²².

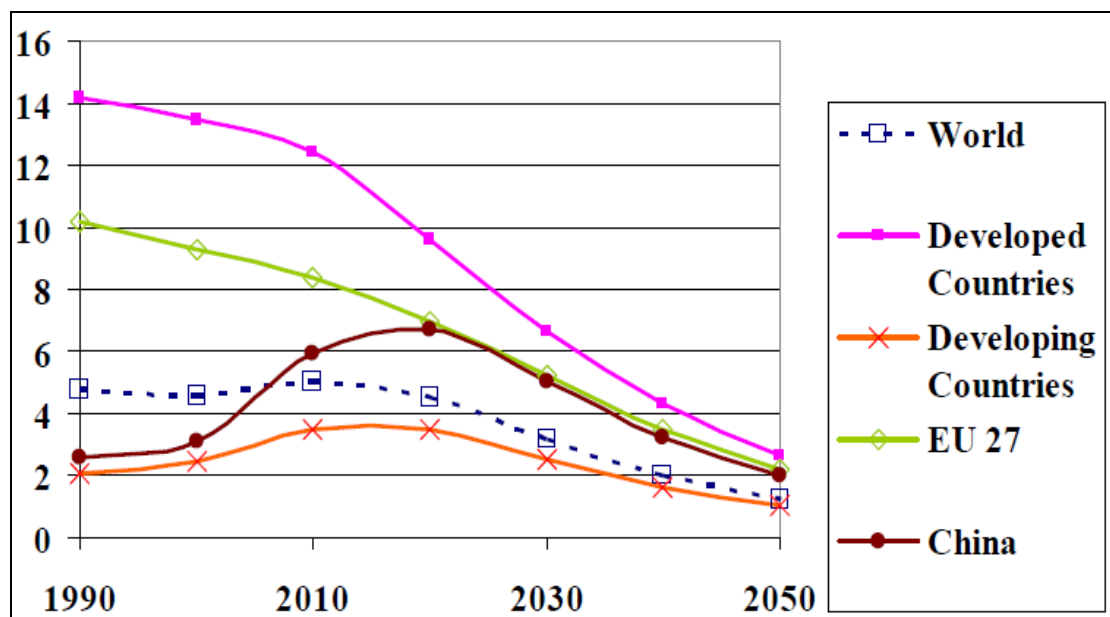


Figura 16. Previsión de emisiones de GEI per cápita según un escenario de acción climática global.
Fuente: “Hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva en 2050”, CE (2011).

¹²¹ En la misma línea, véase: J. Rosell, “Y después del petróleo, qué?”, Deusto, Barcelona, 2007, p. 247-269.

¹²² Nos referimos al uso energético del hidrógeno, el desarrollo a gran escala de la pila combustible, la implantación de vehículos híbridos avanzados, el uso sostenible de los biocombustibles así como el desarrollo de biocarburantes de segunda generación a partir de biomásas lignocelulósicas (biorefinerías), el desarrollo tecnológico de las energías renovables (hidroeléctrica, geotérmica, eólica, biomasa, solar). En este sentido, son interesantes las reflexiones realizadas por P. Gómez Romero del Centro de Investigación en Nanociencia y Nanotecnología CIN2 (CSIC-ICN) durante su conferencia sobre “La Re (evolución) de la energía” en la Comisión Nacional de Energía el 11 de marzo de 2007.

CAPITULO II

Principales hitos energéticos en el contexto de la Unión Europea

Tras el amplio análisis realizado en los epígrafes precedentes sobre el concepto de seguridad energética, así como de los diferentes parámetros que deben ser tenidos en cuenta a la hora de abordar esta cuestión, el siguiente objetivo de nuestra tesis se centra en examinar cómo han repercutido las cuestiones energéticas en el ámbito de la Unión Europea y, en particular, en qué medida se ha visto afectada la seguridad de suministro en el entorno comunitario como consecuencia de los cambios producidos en el sector energético internacional.

Dado que la cuestión de la seguridad energética se encuentra intrínsecamente vinculada al debate sobre la necesidad de establecer una Política Energética comunitaria, debemos comenzar este análisis con una visión cronológica de la evolución del papel de la energía durante los primeros cincuenta años de vida de la UE, reseñando los múltiples intentos por parte de la Comisión Europea (CE) de establecer una Política Energética para la UE, y los sucesivos obstáculos que, hasta la fecha, han impedido la culminación de ese proyecto.

No obstante lo anterior, la aprobación del *Tercer Paquete* de medidas energéticas para la creación del Mercado Interior de la Energía, publicado en el DOUE de 14 de agosto de 2009, y la presentación por la CE de la *Segunda Revisión Estratégica del Sector de la Energía*, de 13 de noviembre de 2008, han dado un nuevo impulso al proceso de creación del Mercado Interior de la Energía en Europa y ha reabierto el debate energético en el seno de las instituciones comunitarias.

II.1. El cambio del paradigma energético europeo: del carbón al petróleo (1945-1970).

El final de la II Guerra Mundial supuso el primer hito trascendente en el panorama energético europeo. Hasta entonces, la prosperidad económica protagonizada por la industria europea había estado vinculada principalmente al desarrollo del sector minero, el cual satisfacía más del 90% de las necesidades energéticas de Europa. En el periodo de entreguerras, el carbón suministraba el 96% de la energía del Reino Unido, el 90% de Bélgica y el 88% de Francia. Sin embargo, el comienzo del conflicto no sólo afectó gravemente al nivel de producción de carbón, sino que también agravó los problemas estructurales que venía padeciendo el sector de la minería: el constante incremento de los costes de extracción producidos por la propia estructura geológica de las minas, el encarecimiento de la mano de obra, la escasez de recursos mineros en Europa (apenas el 5% del total mundial), la interrupción de las exportaciones de carbón desde Polonia, Alemania o Reino Unido, así como la destrucción de las principales infraestructuras energéticas como consecuencia del conflicto, fueron sólo algunas de las causas que provocaron un detrimento del peso del carbón en la balanza energética europea, en favor del aprovisionamiento de petróleo.

No obstante, en este periodo no faltaron los esfuerzos institucionales por recuperar el protagonismo del carbón en el sector energético europeo. Muestra de ello, fue la creación de la Organización Europea del Carbón (*European Coal Organisation* – ECO¹²³), cuyo objetivo se basaba en promover una distribución justa y eficiente entre sus miembros, y salvaguardar los intereses de países productores y consumidores de carbón. Esta misión sería, posteriormente, asumida por una nueva comisión regional del Consejo Económico y Social de las Naciones Unidas. En cualquier caso, el principal respaldo institucional vino de la mano del entonces Ministro de Asuntos Exteriores de Francia, Robert Schuman, quien, en 1950, propuso la creación de un mercado común europeo del carbón y del acero, con el fin de relanzar ambos sectores de la industria franco-alemana. Así, nació la Comunidad Europea del Carbón y del Acero (CECA), cuyo tratado constitutivo fue firmado el 18 de abril de 1951 entre Francia, República Federal Alemana, Bélgica, Países

¹²³ Esta organización fue constituida en 1946 y entre sus miembros se encontraba Reino Unido, Dinamarca, Bélgica, Checoslovaquia, Francia, Grecia, Luxemburgo, Holanda, Noruega, Turquía, EEUU, la antigua URSS y la antigua Yugoslavia.

Bajos, Luxemburgo e Italia, y que entró en vigor el 23 de julio de 1952¹²⁴. Esta Comunidad Europea del Carbón y del Acero tenía, entre sus objetivos, la supresión de restricciones cuantitativas a las importaciones y exportaciones del carbón y del acero (o exacciones de efecto equivalente) entre sus miembros, la prohibición de establecer subvenciones o ayudas de Estado, así como otras medidas que supusieran una discriminación entre productores, compradores o usuarios. Y aunque en su tratado constitutivo se otorgaban amplias competencias a la entonces Comunidad Económica Europea, como las de velar por el abastecimiento regular del mercado común, asegurar la igualdad de acceso a las fuentes de aprovisionamiento a todos los usuarios o velar por la fijación de precios al más bajo nivel, entre otras, esto no impidió que los gobiernos nacionales de los países firmantes se reservasen la potestad de determinar libremente sus relaciones energéticas con terceros países, lo cual continúa sucediendo en la actualidad.

A pesar de todos estos esfuerzos por recuperar el auge de la industria minera, a mediados de los años cincuenta, Europa comienza a ser consciente de que para lograr el resurgimiento de la industria europea es necesario contar con otras fuentes de energía y, por tanto, dirige sus miradas hacia la energía nuclear y el petróleo. Así, el 25 de marzo de 1957 los seis países comunitarios firmaron en Roma el Tratado EURATOM, por el que se constituía la Comunidad Europea de la Energía Atómica (CEEa). Al igual que los Tratados de la CECA de 1952 y de la Comunidad Económica Europea (CEE) de 25 de marzo de 1957, la CEEa fue creada inicialmente con el fin de coordinar los programas de investigación de los Estados miembros en favor de una utilización pacífica de la energía nuclear. Este acuerdo trataba de fomentar el crecimiento y el empleo y contribuir a la seguridad del abastecimiento de energía atómica mediante un control centralizado¹²⁵. Para

¹²⁴ Para más información, véase: http://www.europa.eu/scadplus/treaties/ecsc_es.htm.

¹²⁵ Según su texto constitutivo, esta CEEa tenía por finalidad proceder al reparto de los recursos necesarios para el desarrollo de la energía nuclear en Europa, garantizar la protección de la población e impulsar la colaboración con otros países y organismos internacionales con el fin de promover el progreso y el uso pacífico de la energía nuclear. En este último ámbito, la actividad de la Comunidad ha sido especialmente prolífica, llegando a firmar acuerdos de cooperación para el uso pacífico de la energía nuclear con un gran número de países, entre ellos EEUU, Canadá, Australia, Argentina, Uzbekistán, Ucrania, Kazajistán y Japón, y existen negociaciones en curso con Rusia. En materia de investigación, existen acuerdos con Ucrania, Rusia, EEUU y Kazajistán. Asimismo, la CEE es parte de varios acuerdos internacionales como el relativo a la protección de materiales nucleares (1991), sobre seguridad nuclear (2000) o sobre seguridad de la gestión de combustibles y residuos radiactivos (2006). Asimismo, la CEE ha desarrollado sus propios programas sobre esta materia, en concreto, los Programas TACIS (con la antigua URSS) o PHARE (con países del Centro y Este de Europa), los cuales son muestra de la evolución experimentada en este ámbito desde la firma del Tratado EURATOM de 1957. Para más información, véase: *"Nuclear Energy in Europe: how the EURATOM protects European Citizens"*, European Commission, 2005;

ello, se encomendó a la Comunidad la misión de desarrollar la investigación, garantizar el acceso a los medios técnicos y promover la difusión de los conocimientos entre los países firmantes, establecer controles y normas de seguridad de aplicación unitaria para toda la población, facilitar las inversiones y garantizar las instalaciones básicas para el desarrollo de la energía nuclear, así como velar por el abastecimiento regular y equitativo de combustible nuclear de todos los usuarios, entre otros.

En cuanto a la situación del petróleo en Europa, esta etapa estuvo marcada, entre otras circunstancias, por la nacionalización de la producción de crudo en los países de la OPEP (1960) y la OPAEP (1968), y por la nacionalización del Canal de Suez (1956) por parte del egipcio Gamel Abd al-Nasser¹²⁶. A raíz de este incidente, Europa comenzó a preocuparse por la seguridad del suministro energético y a buscar alternativas que redujeran su dependencia del exterior y pudieran satisfacer su creciente demanda energética. Esto hizo aumentar aún más el interés por el desarrollo de la energía nuclear en el *Viejo Continente* pues, en los años previos a las crisis del petróleo de 1973 y 1979, el 60% de la demanda energética de los países de la CEE se satisfacía mediante importaciones de petróleo procedentes en un 99% de Oriente Medio y del Norte de África. Así, el crudo y sus múltiples usos (especialmente en el transporte) se habían convertido en motor del auge económico que experimentó la industria europea en los años 60¹²⁷.

y http://europa.eu/scadplus/treaties/euratom_es.htm.

¹²⁶ Esta nacionalización tenía como finalidad conseguir los fondos necesarios para construir la presa de Asuán como respuesta a la negativa de Estados Unidos y Gran Bretaña a financiar dicha obra. La medida fue recibida con indignación por Francia y Reino Unido principales accionistas del canal de Suez y máximos beneficiarios del petróleo que circulaba por él. El 29 de octubre de ese mismo año, realizaron una desastrosa invasión de la zona junto a tropas de Israel. Egipto, como represalia, hundió cuarenta barcos en el canal provocando el bloqueo total del mismo. Esto produjo la interrupción de más de dos tercios del suministro de petróleo que consumía Europa y que procedía de Oriente Medio. En consecuencia, en 1957 EEUU vetó la compra de petróleo procedente de Oriente Medio que tuvo que desviarse en grandes cantidades hacia los mercados europeos a precios muy inferiores. Adicionalmente, EEUU incrementó el volumen de sus exportaciones de carbón a Europa, el cual se producía a precios muy inferiores a los fijados por la CECA. Esto propició el abandono paulatino de la extracción de carbón en Europa y su sustitución por la compra de carbón americano. Para un análisis más extenso de las repercusiones de esta crisis en Europa, véase: *“Overall Assessment of the Consequences of the Suez Canal Crisis for the Energy Supply of Western Europe”*, Organisation for European Economic Cooperation, Energy Committee, Paris, 20 February 1957, EN.

¹²⁷ A este respecto, merece especial mención el denominado *Informe Hartley*, elaborado en mayo de 1956 en el seno de la Comisión Especial para el Carbón y el Acero de la Organización para la Cooperación Económica Europea (*Organisation for European Economic Cooperation* – OEEC), en el que se ponía de relieve la importancia de diversificar las fuentes de energía con el fin de garantizar la seguridad energética en Europa y que vaticinó el cambio de paradigma energético que experimentaría Europa unos años más tarde. Por su parte, un informe elaborado en 1958 por la Comisión de Petróleo de la misma OECC, y titulado *“Implications and lessons of Suez Crisis”*, proponía nuevas medidas para paliar los efectos producidos en los mercados europeos como consecuencia de la crisis del Canal de Suez de 1956 y exponía, por primera vez, la denominada *“doctrina de la mutua interdependencia de Europa y Oriente Medio”*. Según esta teoría, Oriente

II.2. Las crisis del petróleo de los setenta y la aparición de una nueva era energética en Europa (1973-1986)¹²⁸.

Al igual que ocurrió en el resto de los mercados energéticos mundiales, las economías de los países europeos convulsionaron ante la importante subida de los precios del crudo provocada por las crisis energéticas de 1973 y 1979.

En consecuencia, la CEE se vio obligada a adoptar una serie de medidas que contribuyeran a paliar los efectos de la crisis energética en Europa, y que actuaran de contrapeso ante eventuales interrupciones del suministro energético¹²⁹. Entre tales medidas destaca:

- El establecimiento de 90 días de consumo como reservas estratégicas obligatorias de petróleo y de productos derivados¹³⁰.
- La promoción del uso del carbón y de la energía nuclear en el *mix* energético comunitario para la generación de energía eléctrica y el fomento del uso de energías renovables.

Medio es tan dependiente de los recursos financieros procedentes de Europa como lo es ésta del petróleo procedente de dicha región. Por tanto, es necesario encontrar un punto de equilibrio entre los intereses de ambas regiones. No obstante, no faltaron los detractores de esta teoría que consideraban que cualquier intento por garantizar la seguridad de suministro en Europa mediante el uso exclusivo del petróleo resultaría obsoleto a largo plazo, y proclamaban la necesidad de que Europa comenzase una “*nueva era energética*” de la mano de la energía nuclear.

¹²⁸ Para un análisis más extenso de las crisis del petróleo acontecidas en 1973 y 1979, respectivamente, véase el epígrafe I.1 de la presente tesis.

¹²⁹ Véase “*Communication from the Commission to the Council forwarded on 13 October 1972 on the Necessary Progress in Community Energy Policy*”, 1972, 11, Suplemento del DOCE.

¹³⁰ La Directiva 73/238/CEE, de 24 de julio, relativa a las medidas destinadas para paliar los efectos producidos por las dificultades de abastecimiento de crudo y productos petrolíferos exhorta a los Estados miembros a: regular los precios del crudo y de los productos petrolíferos para evitar subidas anormales, retirar las reservas de seguridad establecidas en la Directiva del Consejo de 20 de diciembre de 1968 y distribuir las entre los consumidores y restringir el consumo en función del déficit de los abastecimientos previstos. A este respecto, es importante tener clara la diferencia entre reservas *estratégicas* y las reservas *comerciales*. Mientras las primeras representan el nivel mínimo de reservas de productos petrolíferos que deben almacenar los Estados con el fin de hacer frente a situaciones de crisis de abastecimiento para sustituir la insuficiencia de la oferta, la existencia comercial es la reserva que tienen las empresas y de la que quieren deshacerse para que no haya espacio para la denominada “gestión de existencias”. En el negocio del petróleo, las empresas agotan sus existencias durante el invierno para hacer frente a la demanda de esta estación y empiezan a acumular reservas en el segundo trimestre y durante el verano para poder responder a la demanda del siguiente invierno.

- La creación de un procedimiento consultivo con los países exportadores de petróleo que sirviese de foro de debate y permitiese un intercambio regular y recíproco de información¹³¹.
- El intercambio de grupos de agentes energéticos entre la Comunidad y los países exportadores, con el fin de determinar buenas prácticas de cooperación económica.
- La negociación de acuerdos de cooperación con compañías petroleras internacionales y países exportadores de petróleo que incluyesen, por un lado, el compromiso comunitario de prestar asistencia técnica y financiera, así como la apertura de sus mercados de productos agrícolas e industriales a los países productores y, por otro lado, el compromiso de éstos de aplicar reglas que garantizaran la fiabilidad de las inversiones y transacciones comerciales.

A la vista de lo anterior, es importante reseñar que, por primera vez, la estrategia diseñada por la CEE en el ámbito energético presenta una doble faceta. Por un lado, en el ámbito interno, se incita a los Estados miembros a que acumulen reservas de petróleo e incrementen el uso de otras energías alternativas como la energía nuclear. Y, por otro lado, en el ámbito externo, la CEE se propone, tímidamente, iniciar contactos con otros agentes del contexto energético internacionales con el fin de garantizar la seguridad del suministro energético en Europa.

No obstante, a pesar de estos objetivos comunes proyectados por la CEE en materia de política energética y, en particular, de la propuesta realizada por Francia de institucionalizar las reuniones europeas en materia de energía, la Conferencia de Copenhague celebrada por los entonces Estados miembros durante los días 14 y 15 de diciembre de 1973 puso de manifiesto, una vez más, que las prioridades nacionales en materia de energía seguían prevaleciendo sobre las pretensiones comunitarias.

Sin embargo, no se puede concluir que todos los esfuerzos institucionales en el entorno comunitario fueron en vano. Así, en enero de 1974 el Consejo de la CEE acordó la

¹³¹ A raíz de esta medida, la CEE acordó iniciar el diálogo con los países árabes en 1974, si bien finalmente esta iniciativa no llegó a ponerse en práctica debido a la disconformidad manifestada por el entonces Ministro de Asuntos Exteriores norteamericano Henry Kissinger, quien consideraba esta iniciativa como una amenaza para el desarrollo de la política energética occidental, cuyo diseño se había iniciado con la creación de la AIE. Fuente: F. Atina, *“La Comunidad Europea como actor internacional”*, *Afers Internacionals*, nº 21, p. 55-61.

creación de un Comité de la Energía como autoridad responsable de informar al Consejo en esta materia, de emitir informes valorativos sobre las propuestas realizadas por la Comisión Europea y de realizar balances energéticos de los distintos Estados miembros. En este sentido, hay que destacar la elaboración del denominado *Informe Simonet* (mayo 1974), que sirvió de base para el acuerdo alcanzado en la reunión del Consejo de Ministros de la UE de diciembre del mismo año, en el que se acordó como objetivo para 1985 la reducción de la dependencia energética europea del crudo en un 50%. Posteriormente, las sucesivas reuniones del Consejo de Ministros celebradas entre 1980 y 1986 fijaron objetivos adicionales en este sentido como reducir la intensidad energética y diversificar el origen de los suministros, entre otros. Como consecuencia de estas medidas, en 1985 la CEE logró reducir su dependencia energética del exterior en un 40% y su intensidad energética en un 2% anual.

Por otro lado, en el ámbito institucional hay que destacar la creación de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) en el seno de la OCDE en 1974. El establecimiento de la Agencia, cuya sede se fijó en París, tuvo un claro carácter estratégico ya que se acordó que, entre sus objetivos, esta institución sería responsable de coordinar las políticas adoptadas por sus miembros en las situaciones de crisis energéticas y que actuara de contrapeso ante las posibles presiones geopolíticas ejercidas en materia energética por los países productores de petróleo¹³².

Por último, a finales de este periodo, y como consecuencia de la incesante subida de precios producida por la crisis del petróleo de 1979, la suspensión de las exportaciones de petróleo a raíz de la revolución iraní y la declaración de guerra entre Irán e Irak en 1980, el Consejo de la CEE acordó un nuevo paquete de medidas adicionales a las ya puestas en práctica años antes con la crisis del 1973. Entre estas medidas se proponía a los Estados miembros de la CEE la utilización de sus reservas estratégicas de petróleo, para evitar la compra de crudo a precios desorbitados, y la reducción del volumen de las importaciones

¹³² Una de las principales repercusiones de las crisis energéticas de 1973 y 1979 en el contexto geopolítico internacional fue la toma de conciencia por parte de los países árabes del poder estratégico que ostentaban en las relaciones internacionales, basado en su condición de principales proveedores de petróleo del mundo. Y esta realidad continúa desplegando sus efectos hasta nuestros días. No obstante, las posiciones mantenidas ante tal circunstancia por parte de los miembros que formaban parte de la AIE han sido sustancialmente distintas. Para EEUU, la importancia estratégica de constituir la AIE se centraba en formar un bloque de presión frente a las políticas cartelistas de la OPEP; mientras que la CEE se inclinaba por mantener el diálogo con los países productores y tratar de diseñar una política energética que beneficiara tanto a países productores como consumidores.

de gas natural. Por otro lado, la CEE aprovechó esta coyuntura económica para lanzar varios programas basados en la cooperación técnica con diversas instituciones, como la OPAEP, e iniciar contactos con el Consejo de Cooperación del Golfo (*Gulf Cooperation Council* - GCC), todo ello en un atisbo de lo que algunos consideraron un primer intento, por parte de la CEE, de incorporar los aspectos energéticos a la Política Exterior comunitaria.

II.3. El periodo de la energía barata y abundante (1985-2003): el proceso de construcción del Mercado Interior de la Energía y la preocupación por el medioambiente.

Según lo expuesto, Europa no resultó inmune a las graves consecuencias de las sucesivas crisis energéticas de los años setenta. En consecuencia, los países de la CEE optaron por centrar sus políticas energéticas nacionales en la explotación de recursos energéticos propios con el fin de reducir su dependencia exterior del petróleo. En el entorno comunitario esto se tradujo en el desarrollo de dos tipos de modelos energéticos: por un lado, el modelo de *mix* energético establecido en Reino Unido y Alemania, basado en el consumo de recursos propios de carbón y de energía nuclear; y, por otro lado, el modelo energético francés basado, principalmente, en la energía nuclear¹³³.

En términos generales, la década de los ochenta puede definirse como un periodo de recesión económica debido a una sucesión de circunstancias que desplegaron sus efectos en el ámbito energético. Así, la fuerte bajada de los precios tanto del carbón como del petróleo en los mercados internacionales motivada, entre otros, por la ruptura del consenso en la política de precios en el seno de la OPEP, la entrada de nueva oferta energética procedente del Golfo de México, Alaska y el Mar del Norte, el accidente de la central nuclear de Chernóbil en 1986, la caída de la Unión Soviética a finales de la década de los ochenta o la caída del muro de Berlín en 1989, fueron el preludio del cambio de

¹³³ Frente a estos dos modelos energéticos, basados en los recursos nacionales de carbón y de energía nuclear, los gobiernos nacionales europeos comenzaron paulatinamente a incorporar en su *mix* energético el gas natural procedente de los yacimientos del Mar del Norte, cuya explotación había comenzado en 1973.

orientación que experimentó la Política Energética europea, cuya prioridad se había centrado, durante décadas, en garantizar la seguridad de suministro energético¹³⁴.

Sin embargo, ante el nuevo panorama de energía abundante, exceso de suministro y bajos precios que imperaba en toda Europa, las tradicionales políticas energéticas nacionales de carácter monopolístico comenzaron a dar paso a nuevas corrientes liberalizadoras, que aspiraban a alcanzar la máxima eficiencia económica a través de la privatización de las industrias energéticas europeas y la progresiva introducción de competencia en los sectores energéticos. Y, como consecuencia de la liberalización y la progresiva privatización de la industria energética, se fueron abandonando, paulatinamente, las políticas nacionales dirigidas a incentivar las inversiones en las infraestructuras energéticas.

Este proceso liberalizador se inició, principalmente, en Reino Unido y en los países nórdicos y, progresivamente, se fue extendiendo al resto de países de la CEE, entre ellos España cuyo ingreso en la Comunidad tuvo lugar en 1986¹³⁵.

En el ámbito jurídico, el proceso de liberalización de los sectores energéticos en los países de la Unión Europea encontró su marco de referencia en las Directivas sobre las normas comunes para el Mercado Interior de la Electricidad y del Gas Natural (nos referimos a la Directiva 96/92/CE sobre normas comunes para el Mercado Interior de la Electricidad y la Directiva 98/30/CE sobre normas comunes para el Mercado Interior del Gas Natural)¹³⁶. Estas Directivas establecían, como objetivo principal, la creación de un

¹³⁴ Según algunos analistas, el accidente de Chernóbil supuso el fin de las esperanzas alimentadas por muchos gobiernos europeos de reducir su dependencia energética del exterior recurriendo al incremento de la producción de la energía nuclear en el *mix* energético. A raíz del accidente, y tras ser conocidas sus graves consecuencias por parte de la opinión pública europea, la energía nuclear alcanzó sus máximas cotas de rechazo social y muchos gobiernos optaron por abandonar la opción nuclear, entre ellos España. Por otro lado, la caída de los precios del crudo en los mercados internacionales contribuyó inexorablemente al colapso económico de la URSS, que desde los años setenta dependía en gran medida de los ingresos procedentes de las exportaciones de gas y petróleo a los países europeos. Esto, unido al declive político que había experimentado el régimen socialista durante los últimos años, y la euforia capitalista que invadió al Viejo Continente tras la caída del muro de Berlín en 1989, provocó finalmente su caída.

¹³⁵ Desde el punto de vista energético, la entrada de España en las Comunidades Europeas tuvo una gran repercusión tanto en aquellos sectores que ya estaban liberalizados (como el petróleo y el carbón) y que precisaron de un periodo de adaptación a la competencia, como en los aspectos relativos a la protección del medioambiente, donde el sector industrial español tuvo que hacer un gran esfuerzo para cumplir con los requisitos comunitarios. Así, España se sumó también con gran entusiasmo a los programas tecnológicos de combustión limpia del carbón. El resto de las grandes políticas, como la creación del mercado interior de la electricidad y del gas o el cambio climático, se iniciaron cuando España ya era miembro de la UE.

único mercado competitivo de electricidad y de gas natural (en lugar de los quince mercados energéticos nacionales existentes hasta el momento) que permitiera compartir las capacidades de reserva de cada sistema energético y que contribuyera a incrementar la diversificación de los suministros, con el fin último de garantizar la seguridad energética a todo el conjunto. Para ello, se establecían normas relativas a la gestión de las distintas actividades de los sectores energéticos (generación, transporte, distribución y suministro), la organización y funcionamiento de los sectores eléctrico y gasista y se definían los calendarios de apertura mínima y progresiva de los mercados de la electricidad y del gas natural a los consumidores europeos.

En cuanto a los principios básicos que estas normas comunitarias establecían como elementos de referencia para que los Estados miembros desarrollaran y adaptaran su legislación sectorial en el proceso de creación del Mercado Interior de la electricidad y del gas natural hay que destacar:

- La separación de actividades reguladas (transporte y distribución) y liberalizadas (producción y suministro).
- La libertad de acceso de terceros a las redes de transporte y distribución (ATR) según dos posibles modelos: el acceso regulado, mediante el establecimiento de tarifas de acceso, y el acceso negociado entre las partes.
- La apertura gradual de los mercados para la libertad de elección de suministrador de los consumidores. En un principio, este calendario únicamente preveía que fuesen los grandes consumidores de energía quienes pudieran elegir suministrador, extendiéndose posterior y progresivamente esta posibilidad a los consumidores de energía de menor tamaño, hasta llegar al mercado doméstico.

¹³⁶ No obstante, la CE ya se había pronunciado anteriormente sobre la necesidad de crear un Mercado Interior de la Energía en su documento de trabajo *“Internal Energy Market” [COM (1988) 238 Final]*, en el que se hacía referencia a los obstáculos existentes para la creación de este mercado interior en el entorno comunitario y proponía medidas para eliminarlos. Asimismo, la CE aludía a la necesidad de prestar atención a las relaciones energéticas internacionales, teniendo en cuenta que la dependencia energética del exterior de la UE alcanzaba el 50% de su demanda energética, y apuntaba a la materialización de esta cooperación internacional a través de instituciones como el GATT. Posteriormente, en 1995 se publicó el primer *“Libro Blanco sobre la Política Energética de la UE”*, en el que, entre otras cuestiones, se apelaba a la progresiva liberalización y unificación de los mercados energéticos nacionales, se instaba a la reducción de la dependencia energética del exterior y se sugería a los Estados miembros que fomentasen el diálogo con los países productores empleando una estrategia común, en lugar de establecer contactos bilaterales.

- La búsqueda del equilibrio entre la introducción de competencia (dejando en manos de los agentes del sector las decisiones de inversión) y la salvaguardia de los intereses públicos (al tratarse el suministro eléctrico de un servicio público de interés general, y tradicionalmente sometido a procesos de planificación de las inversiones en el largo plazo).
- El respeto al principio de reciprocidad entre Estados evitando, con ello, que se puedan producir situaciones discriminatorias para los sujetos del sector si los distintos países tienen diferentes grados de apertura de sus mercados.

La transposición de ambas Directivas a las legislaciones nacionales puso de manifiesto que el proceso de liberalización de los sectores energéticos se estaba produciendo con diferentes grados o velocidades de implementación en Europa. En consecuencia, la CE y el PE emitieron, el 13 de marzo de 2001, una Comunicación conjunta en la que se evaluaban los progresos obtenidos y exponían las acciones que estimaban necesarias para acelerar la realización del Mercado Interior de la Energía.

En concreto, respecto a la aplicación de las disposiciones de las Directivas por los Estados, se ponía de manifiesto que si bien se habían realizado progresos alentadores y que algunos Estados habían superado los niveles de apertura previstos en las Directivas, logrando así reducir los precios de la electricidad (como Reino Unido y Suecia), se podía advertir que la transposición de las Directivas no se estaba realizando de manera uniforme y que debían mejorarse las condiciones de acceso de terceros a las redes energéticas.

Por otro lado, respecto al desarrollo de los intercambios de energía, la CE advertía que los intercambios transfronterizos habían progresado, si bien su proporción era todavía inferior a la de otros mercados, como el de las telecomunicaciones. Para paliar esta situación, la CE proponía tres medidas complementarias: la adopción de una reglamentación adecuada en materia de tarificación de los intercambios transfronterizos, la gestión de la congestión, y la mejora de las infraestructuras físicas.

En cuanto a los objetivos de servicio público, según ambas instituciones comunitarias, la liberalización de los mercados energéticos y la creación del Mercado

Interior debían continuar garantizando, e incluso mejorando, el suministro energético a tarifas razonables, al tiempo que era preciso respetar valores como el medioambiente. No obstante, la CE advertía que era necesario velar por que el descenso de precios no tuviera un efecto negativo en el desarrollo de las energías renovables y la cogeneración. Para ello la CE apuntaba la necesidad de adoptar medidas complementarias sobre promoción de las energías renovables, el rendimiento y la eficiencia energética, la fiscalidad energética y contra el cambio climático.

Así pues, la UE aprobó un nuevo paquete de Directivas sobre creación del Mercado Interior de la Energía (la Directiva 2003/54/CE sobre normas comunes para el Mercado Interior de la Electricidad y la Directiva 2003/55/CE sobre normas comunes para el Mercado Interior del Gas Natural), que trataban de dar un nuevo impulso al proceso de liberalización de los sectores energéticos europeos, y mejorar algunos aspectos de la normativa anterior que la experiencia había demostrado que requerían alguna modificación¹³⁷.

Ambas Directivas acometen la revisión de las Directivas sobre el Mercado Interior de la Energía que estaban en vigor con un doble objetivo: lograr una mayor apertura de los mercados energéticos europeos, y conseguir un mejor funcionamiento de los mismos orientados a la creación de un verdadero y efectivo Mercado Interior de la Energía. Para ello, se introducen modificaciones en dos aspectos:

- Cuantitativo: estableciendo la apertura completa de los mercados energéticos nacionales y reconociendo la capacidad de los consumidores de elegir el

¹³⁷ Algunos de estos aspectos se recogieron en el “*Libro Verde: Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético*”, publicado por la CE el 29 de noviembre de 2000, en el que se proponía elaborar una estrategia de seguridad del abastecimiento energético destinada a reducir los riesgos de la dependencia energética externa de la UE. En este sentido, la CE hacía una serie de recomendaciones para evitar que la inminente ampliación de los países del Este pusiera en peligro la seguridad de suministro de la UE, y se ponía de manifiesto la escasa capacidad de actuación por parte de los Estados miembros ante la oferta de energía existente. Por otro lado, la CE llamaba la atención a los Estados miembros sobre la necesidad de coadyuvar esta estrategia con otros dos desafíos: las preocupaciones ecológicas (que influyen sobre la elección de las fuentes de energía) y la realización del mercado interior. Así, entre las líneas de actuación concretas que proponía la CE, se encuentran garantizar la disponibilidad física y constante de los productos energéticos a un precio asequible para todos los consumidores; velar por la protección del medioambiente y el desarrollo sostenible; y reducir los riesgos que implica la alta dependencia energética del exterior, mediante un mayor control del crecimiento de la demanda energética, un análisis de la contribución a medio plazo de la energía nuclear en el *mix* energético europeo y el establecimiento de un dispositivo reforzado de reservas estratégicas, así como de nuevas rutas de importación de hidrocarburos. Para más información, véase: <http://europa.eu/scadplus/leg/es/1vb/127037.htm>.

suministrador para el 1 de julio de 2004 (para los consumidores no residenciales) y para el 1 de julio de 2007 (para todo tipo de consumidores).

- Cualitativo: mediante la introducción de nuevas medidas referentes a la creación de una mayor separación entre las actividades reguladas (transporte y distribución) y liberalizadas (producción y suministro), el establecimiento del acceso regulado a las redes como única modalidad del ATR, el fomento de la independencia de los organismos reguladores energéticos nacionales, la mejora de las medidas de servicio público como protección al consumidor y el reforzamiento de las medidas de seguridad de abastecimiento.

Asimismo, se aprobó el Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo 1228/2003, de 26 de junio de 2003, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad. Este Reglamento tiene como finalidad establecer un marco sólido para el comercio transfronterizo de energía eléctrica y así facilitar los intercambios y garantizar el funcionamiento efectivo del Mercado Interior de la Electricidad. Para ello, este Reglamento incorpora medidas para promover el Mercado Interior de Electricidad y estimular la competencia en los mercados energéticos nacionales, y no sólo dirigidas a armonizar las distintas legislaciones para la introducción de competencia en los mismos. Entre estas medidas, destacan el establecimiento de un mecanismo de compensaciones entre operadores de sistemas nacionales cuando se produzcan intercambios transfronterizos de electricidad, y la fijación de principios comunes en materia de tarificación y asignación de capacidad disponible en la interconexión¹³⁸.

Paralelamente, desde mediados de la década de los ochenta, comenzó a surgir en Europa el debate por la protección del medio ambiente y el cambio climático, fundamentalmente a raíz de los problemas creados por la lluvia ácida en los bosques del

¹³⁸ Según se prevé en este Reglamento, los operadores del sistema de transporte (TSO) recibirían una compensación por los costes incurridos como consecuencia de los flujos de tránsito de electricidad a través de su red de transporte. Esta compensación sería abonada por los operadores de los sistemas desde donde se originan los flujos de tránsito y/o aquellos sistemas a los que van destinados los mismos.

norte de Europa¹³⁹. Esta preocupación medioambiental quedó patente en la normativa comunitaria aprobada durante este periodo, tanto en el plano del Derecho Comunitario originario [el Acta Única Europea (1986), el Tratado de Maastricht (1992), el Tratado de Ámsterdam (1997) y el Tratado de Niza (2001)] como en el Derecho Comunitario derivado¹⁴⁰. Además, este compromiso de velar por la protección del medioambiente se elevó a nivel institucional tras la celebración del Consejo de Ministros de Energía y Medioambiente de octubre de 1990, en el que se acordó estabilizar el nivel de emisiones producido por la UE en el año 2000 a los índices de 1990. Posteriormente, este compromiso comunitario quedaría materializado con la ratificación de la Convención Marco de las NU sobre el cambio climático en mayo de 2002, y la posterior adhesión al Protocolo de Kioto en 2005¹⁴¹.

Por último, en el ámbito de la cooperación energética internacional, hay que destacar en este periodo la firma del Tratado de la Carta de la Energía de 17 de diciembre de 1991, cuyo objetivo principal se centraba en mejorar la seguridad de abastecimiento energético de los países signatarios¹⁴².

¹³⁹ Tras la aparición de los efectos de la lluvia ácida en el norte de Europa se llevaron a cabo políticas de acidificación en los lagos de Escandinavia y los bosques de Baviera basadas en la desulfuración de las centrales de carbón y posterior conversión en centrales de gas. Estas políticas medioambientales han representado uno de los principales éxitos de la industria energética europea de los últimos años.

¹⁴⁰ La intensa actividad normativa en materia medioambiental llevada a cabo por la UE durante este periodo se materializó en la aprobación de Directivas en distintos ámbitos como la calidad del aire (Directiva Madre 96/62/CE sobre evaluación y gestión de la calidad del aire, Directiva Hija 1999/30/CE sobre valores límites de dióxido de azufre, dióxido de nitrógeno, óxidos de nitrógeno, partículas y plomo; Directiva Hija 2000/69/CE sobre valores límite de benceno y monóxido de carbono, y Directiva Hija de febrero 2002, sobre niveles de concentración de ozono); el control de la contaminación (Directiva 96/61/CE sobre Prevención y Control Integrados de la Contaminación); el impacto ambiental (Directiva 85/337/CE sobre evaluación de impactos sobre el medio ambiente de ciertas obras públicas y privadas; la Directiva 97/11/CE por la que se modifica la Directiva 85/337/CE de evaluación de repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente; la Directiva 2001/42/CE sobre evaluación de efectos de determinados planes y programas de medio ambiente); las emisiones a la atmósfera (Directiva 2001/81 sobre Techos Nacionales de Emisión y Directiva 2001/80 sobre limitación de emisiones de agentes contaminantes procedentes de Grandes Instalaciones Combustión) o el comercio de derechos de emisión (Directiva 2003/87 sobre el Comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero).

¹⁴¹ I. Sanz Rubiales, *“El mercado europeo de derechos de emisión: balance de su aplicación desde una perspectiva jurídico-pública (2008-2012)”*, Lex Nova, 2010, p. 29 y ss.; Informe de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo: *“Progresos realizados hacia la consecución de los objetivos de Kioto”*, Bruselas, 12.11.2009, COM (2009) 630 final; D. Freestone and C. Streck, *“Legal aspects of carbon trading: Kyoto, Copenhagen, and beyond”*, Oxford University Press, 2009, p. 35 y ss.

¹⁴² No obstante, esta preocupación de las autoridades comunitarias por garantizar la seguridad de abastecimiento energético y reforzar la cooperación internacional en esta materia ya se había puesto de manifiesto con anterioridad, en concreto en el documento de trabajo de la CE *“Energía para un nuevo siglo: la perspectiva para Europa”* de 1990. Por otro lado, habían surgido algunas ideas en este sentido como la preconizada por el Primer Ministro holandés Ruud Lubbers que proponía la creación de una Comunidad Paneuropea de la Energía, y se habían propuesto objetivos concretos como lograr la apertura paulatina de los

La importancia de la Carta Europea de la Energía, aprobada en la Conferencia de la Haya, radica en el hecho de constituir el primer intento de la UE por garantizar su seguridad de abastecimiento respecto del exterior, abordando cuestiones tan relevantes como las inversiones, el comercio transfronterizo y el tránsito de energía en un ámbito multilateral. Además, la Carta representaba la oportunidad de lograr la apertura de los mercados energéticos de los países del Este a las empresas europeas, tras la caída de la URSS a finales de los ochenta. Este acceso a los mercados energéticos del Este de Europa no sólo albergaba importantes oportunidades inversionistas para la industria europea, sino que contribuía en gran medida a aumentar la diversificación de las fuentes de aprovisionamiento de energía, tan necesaria tras los acontecimientos de la guerra entre Irán e Irak de los años ochenta y la guerra del Golfo de los noventa.

Así, su texto fue firmado en diciembre de 1991 por más de cuarenta países que formaban parte de la OCDE y por la UE, los cuales se comprometían a perseguir los objetivos y principios de la Carta y a adoptar las medidas necesarias para lograr su implementación en sus respectivas legislaciones nacionales. Por su parte, en el ámbito comunitario, este tratado fue firmado conjuntamente por la UE y los Estados miembros, al contener provisiones que abarcaban el ámbito competencial tanto comunitario como nacional. Posteriormente, en diciembre de 1994, el Tratado de la Carta de la Energía fue firmado por otros países no miembros de la OCDE.

En la actualidad, cincuenta y un países y la UE son miembros signatarios de este Tratado, de los cuales cuarenta y siete ya han procedido a su ratificación. Entre los países que se encuentran pendientes de ratificación está la Federación Rusa, lo que suele convertirse en motivo de conflicto en el proceso de negociación de asuntos relacionados con los sectores energéticos por ambas partes. De hecho, el actual presidente Dimitri Medvedev apuesta por el establecimiento de un nuevo pacto en materia de energía con la UE para garantizar el suministro, y que sustituya a la propuesta Carta Europea de la Energía¹⁴³.

mercados energéticos de la URSS y el acceso a sus suministros a cambio de transferencia tecnológica por parte de Europa. Este tipo de iniciativas sirvieron de impulso para la aprobación y posterior ratificación del texto de la Carta Europea de la Energía. Para más información, véase: <http://www.encharter.org>.

¹⁴³ A este respecto, nos remitimos a lo expuesto en el epígrafe IV.2.3. de la presente tesis.

Según la Carta, sus miembros se comprometen a abstenerse de establecer normas discriminatorias en cuanto al acceso a los recursos energéticos, a suprimir progresivamente los obstáculos existentes en la comercialización de los servicios energéticos, a favorecer el tránsito de flujos de energía entre los mismos y a fomentar las inversiones en el ámbito energético mediante el establecimiento de un marco transparente y estable de protección de las inversiones y de cooperación en actividades de innovación y desarrollo tecnológico¹⁴⁴.

II.4. Hacia una Política Energética Común en la UE (2004-actualidad).

A diferencia de lo acontecido en el periodo anterior, el escenario energético de la UE en los últimos años se ha caracterizado por un incremento de los precios de la energía, un crecimiento constante de la demanda energética, un aumento paulatino del nivel de dependencia energética del exterior y una preocupación creciente por el agotamiento de los recursos energéticos propios. Asimismo, algunos acontecimientos acaecidos en este periodo como el apagón eléctrico sufrido en gran parte de Italia en 2003, la aparición de problemas en el suministro de gas ante las duras condiciones meteorológicas sufridas en algunos Estados miembros como Reino Unido en el invierno de 2005, la crisis del gas surgida entre Rusia y Ucrania a finales de 2005¹⁴⁵, las tensiones en el ámbito energético entre Rusia y Bielorrusia en 2006 o el apagón eléctrico sufrido en gran parte de Europa en noviembre de 2006¹⁴⁶ concienciaron a las instituciones comunitarias de la necesidad de

¹⁴⁴ En cuanto al régimen de las inversiones, el artículo 10 del texto de la Carta permite a los miembros signatarios someterse voluntariamente a las obligaciones derivadas de los principios de “*Trato Nacional*” y de “*Nación Más Favorecida*”. Sin embargo, lo que diferencia a la Carta de otros acuerdos en materia de inversiones de ámbito internacional es el hecho de que el país receptor de la inversión puede preservar su derecho a elegir a los agentes inversores en el mismo. Para un análisis más completo de la Carta, véase: S. Haghighi, “*Energy Security: the external legal relations of the EU with major oil and gas supplying countries*”, Hart, 2007, p. 188.

¹⁴⁵ A finales del 2005, Rusia cortaba el suministro de gas natural a través de Ucrania y, de esta forma, comprometía la seguridad de suministro de determinados Estados miembros de la UE. Las instituciones europeas reaccionaron con urgencia, con el fin de desbloquear una situación que podía afectar gravemente a la UE, especialmente a Europa Central y, a primeros de enero de 2006, se restablecía el suministro del gas ruso. Sin embargo, tras este suceso ha permanecido un clima de preocupación que ha vuelto a situar la seguridad de suministro como un asunto prioritario en la agenda política de la UE, concretamente a raíz del incidente similar producido entre ambos países a comienzos de 2009. Para un análisis más completo de este asunto, consúltese: N. Shapovalova, “*Ukraine: Lynchpin for European Energy Security*”, Democracy Background, July 2008, Fundación para las Relaciones Internacionales y el Diálogo Exterior (FRIDE).

¹⁴⁶ El apagón paneuropeo del 4 de noviembre de 2006 puso de manifiesto la vulnerabilidad del abastecimiento de electricidad en Europa. En su dictamen emitido a instancia de la CE el 20 de diciembre de 2006, el Grupo de Reguladores Europeos de la Electricidad y el Gas (ERGEG) concluía que las lecciones del apagón italiano del 2003 no se habían tenido en cuenta, y que para no “quedarse a oscuras” en Europa en el futuro, era necesario adoptar con urgencia una serie de medidas, entre ellas, la aprobación de normas de

definir una Política Energética Común, que logre atajar los problemas derivados de procesos divergentes de reestructuración y liberalización en los distintos Estados miembros, y que permita hablar a la UE con “*una sola voz*” al resto del mundo en el ámbito energético.

A la vista de los acontecimientos mencionados, durante la reunión informal de los Jefes de Estado y de Gobierno de la UE que tuvo lugar en Hampton Court (Reino Unido) en octubre de 2005, los Estados miembros llegaron a la conclusión de la necesidad de introducir la cuestión energética entre los puntos prioritarios de la agenda política de la UE y acordaron designar a la Comisión Europea (CE) como impulsora del proceso comunitario para definir una Política Energética de la UE¹⁴⁷. Para ello, encargaron a la CE la redacción de un borrador sobre un nuevo *Libro Verde* en el que se incluyeran nuevas iniciativas y enfoques sobre política energética.

seguridad operacionales legalmente vinculantes; la elaboración de un marco planificador de la red eléctrica europea dentro de la estrategia energética definida por la CE, y la mejora de la cooperación entre los operadores de la red eléctrica comunitaria, que deben rendir cuentas públicamente de su actuación. A este respecto, véase: “*EREG Final Report: The lessons to be learned from the large disturbance in the European power system on the 4th of November 2006*”, 6 February 2007, Ref: E06-BAG-01-06. Disponible en:

http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/2007/E06-BAG-01-06_Blackout-FinalReport_2007-02-06.pdf.

¹⁴⁷ En una conferencia impartida el 25 de octubre de 2005 por D. Helm en el New College (Oxford) bajo el título “*European Energy Policy: Securing supplies and meeting the challenge of climate change*”, este analista señalaba que la UE se encontraba ante una gran oportunidad para modernizar su Política Energética frente al nuevo escenario de los altos precios del petróleo imperante en toda Europa, las crecientes amenazas de la seguridad de suministro procedente de su dependencia energética del exterior y el cambio climático. Para enfrentarse a estos retos, este autor proponía una serie de iniciativas a tener en cuenta, entre ellas, completar la interconexión física de la red eléctrica europea estableciendo una planificación de 10 años del régimen de inversiones y de los incentivos regulatorios necesarios; crear un centro de intercambio de información sobre futuros niveles de capacidad de las centrales energéticas europeas que permita coordinar a nivel comunitario las medidas necesarias para garantizar la seguridad de suministro en un horizonte temporal de 10 años; establecer una autoridad regional del gas (con competencia similares a la AIE en materia de reservas estratégicas de petróleo) que controle los almacenamientos de GNL, y regule las reservas estratégicas de cada Estado miembro, con el fin de mitigar los riesgos de falta de suministro de gas en Europa; reformar los mercados energéticos y sus marcos regulatorios con el fin de incrementar la competencia, favorecer las inversiones y fomentar la contratación de productos energéticos a largo plazo; ampliar el marco europeo del Sistema del Comercio de los Derechos de Emisión (*EU Emissions Trading Scheme – ETS*) tanto implicando a otros sectores (por ejemplo el de la aviación o el transporte por carretera o ferrocarril) como involucrando a otros Estados no miembros; y establecer un marco de negociación y cooperación con Rusia y, en particular, con su empresa gasista Gazprom, como principal proveedor externo de gas de Europa. Muchas de estas propuestas fueron finalmente incluidas por la CE en su *Libro Verde* de 8 de marzo de 2006. El texto completo de esta conferencia se encuentra disponible en: <http://www.dieterhelm.co.uk>.

Como respuesta, el 8 de marzo de 2006 la CE decidió adoptar una visión crítica de la situación energética de la UE, y reflejó sus conclusiones en el *Libro Verde* titulado “*Estrategia Europea para una Energía Sostenible, Competitiva y Segura*”¹⁴⁸. Entre sus conclusiones, la CE dejaba patente que, hasta la fecha, la UE había adolecido de la falta de una Política Energética Común y reconocía la necesidad de iniciar una “*nueva era energética*” basada en tres pilares fundamentales:

- la seguridad de abastecimiento, con el fin de coordinar mejor la oferta y la demanda energéticas interiores de la UE en un contexto internacional;
- la sostenibilidad, con el fin de luchar de forma activa contra el cambio climático, fomentando el uso de las fuentes de energía renovables y la eficiencia energética;
- la competitividad, con el fin de mejorar la eficiencia de las redes energéticas europeas a través del desarrollo del Mercado Interior de la Energía.

Estos tres pilares se completaban con la necesidad de instrumentar una Política Energética Exterior Común¹⁴⁹. En este sentido, la CE designó una serie de áreas en las que la UE debería de esforzarse para obtener una mayor colaboración, entre ellas el ahorro energético, un mayor uso de las energías renovables, la inversión en las infraestructuras de

¹⁴⁸ Este *Libro Verde* [COM (2006) 105, marzo de 2006] estuvo precedido, entre otros, por dos Comunicaciones de la CE de 26 de junio y 11 de septiembre de 2002, en las que se recogían las valoraciones realizadas por los distintos agentes sobre la estrategia europea de seguridad de abastecimiento energético recogida en el Libro Verde de noviembre de 2000. Estos agentes mostraban su conformidad con el planteamiento expuesto por la CE de afrontar los retos que plantea la seguridad de abastecimiento a través del control de la demanda mediante el aumento de la eficiencia energética. Así, tras recibir el respaldo del sector energético, la CE propuso una serie de actos legislativos que se materializaron en la Directiva 2001/77/CE sobre la producción de electricidad mediante fuentes de energía renovables, la Directiva 2002/91/CE sobre el ahorro energético de los edificios, la Directiva 2003/30/CE relativa al fomento del uso de biocarburantes y el Libro Blanco sobre la política de transportes para mejorar la gestión de este sector.

¹⁴⁹ Estos tres pilares encuentran su fundamento en tres procesos comunitarios iniciados en los últimos años:

- el proceso de Lisboa: iniciado en marzo de 2000 y basado en la política de innovación, tiene como objetivo convertir la UE en la economía más dinámica y competitiva del mundo hasta 2010;
- el proceso de Moscú: desde el 30 de octubre de 2000 la UE y Rusia decidieron institucionalizar el diálogo energético con el fin de poder articular su cooperación mutua en materia de energía, definir oportunidades de inversión, racionalizar la producción y el transporte energéticos, todo ello en aras a definir y desarrollar un partenariado energético UE-Rusia;
- el proceso de Kioto: iniciado con la ratificación por la UE del Protocolo de Kioto, el 31 de mayo de 2002, con el que se adquiere un compromiso firme con la protección del medioambiente y la lucha contra el cambio climático.

energía y en el desarrollo de las tecnologías energéticas del futuro, y la unidad en el ámbito de la energía internacional. Por último, la CE invitaba a los Estados miembros a discutir sobre más de veinte propuestas de acción concretas, en relación a seis sectores prioritarios:

- La implantación efectiva del Mercado Interior de la Energía, con propuestas iniciales como el establecimiento de un plan europeo de interconexiones, un regulador europeo de la energía o un código de red europeo.
- El reforzamiento de la seguridad de suministro a nivel intracomunitario, mediante una política interna común apoyada por la creación de un Observatorio Europeo de la Energía y la revisión de la legislación europea en relación a los almacenamientos de gas y petróleo¹⁵⁰.
- El reforzamiento de la seguridad de suministro respecto del exterior, mediante el establecimiento de una Política Energética Exterior Común que permita a la UE hablar al unísono en los foros internacionales.
- Una mayor eficiencia y diversificación del *mix* energético que, si bien se trata de una cuestión de ámbito nacional, tiene un gran impacto en la seguridad energética de los Estados miembros vecinos y en la UE en su conjunto. A este respecto se propone, entre otras acciones, la revisión de la Política Energética en los distintos Estados miembros.
- La preocupación por el cambio climático, en el que se propone un Plan de Acción sobre Eficiencia Energética y el desarrollo de un Plan de Energías Renovables hasta el 2020.
- Un plan estratégico para el desarrollo de nuevas tecnologías en el campo energético, que sirva para impulsar a la industria europea en este ámbito y situarla en el liderazgo mundial.

Paralelamente, en este mismo año la CE hizo público su informe final sobre los resultados de la investigación que la Dirección General de la Competencia (DG COMP) había iniciado en junio de 2005 sobre el grado de competencia existente en los sectores de

¹⁵⁰ En materia de seguridad del abastecimiento energético se publicó meses más tarde en el DOUE la Directiva 2006/67/CE del Consejo, de 24 de julio de 2006, por la que se obliga a los Estados miembros a crear y mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo y/o productos petrolíferos equivalente, al menos, a 90 días del consumo medio interno diario durante el año natural precedente.

electricidad y gas natural en la UE, conocido como “*Sector Inquiry Report*”¹⁵¹. Esta investigación sobre la energía se llevó a cabo a raíz de la inquietud manifestada por los consumidores y los nuevos operadores del sector sobre el grado de desarrollo de los mercados mayoristas del gas y la electricidad y las limitadas posibilidades de elección de suministrador por parte de los consumidores.

Según este informe, el alto grado de concentración horizontal, la falta de integración de los mercados energéticos nacionales, el escaso comercio transfronterizo de energía, la fuerte integración vertical de las empresas energéticas europeas, las dificultades de acceso a las infraestructuras de red para nuevos entrantes, la falta de transparencia y la formación poco eficiente de los precios de la energía en los mercados mayoristas, fueron consideradas por la CE como las principales barreras existentes para la creación de un verdadero Mercado Interior de la Energía¹⁵².

Posteriormente, numerosos informes elaborados por la AIE, así como otros de diferentes ámbitos, como el conocido como “*Informe Stern sobre el cambio climático*”¹⁵³, se han hecho eco de las preocupaciones mencionadas por la CE.

Todo ello llevó a la CE a publicar, el 10 de enero de 2007, una Comunicación titulada “*Una política energética para Europa*”, en la que se insistía en la necesidad de

¹⁵¹ Comunicación de la Comisión: «*Investigación sectorial con arreglo al artículo 17 del Reglamento 1/2003 relativo a la aplicación de las normas sobre competencia previstas en los artículos 81 y 82 del Tratado*» (informe final). COM (2006) 851.

¹⁵² En una acción de seguimiento de esta investigación sectorial llevada a cabo por la CE entre los años 2007 y 2010, y hecha pública el 28 de septiembre de 2011, se puso de manifiesto el incumplimiento de la normativa comunitaria en materia de conductas anticompetitivas por parte de grandes compañías energéticas europeas como EON, RWE, Gaz de France, OMV, SPP o PGNIG, así como algunas empresas filiales de Gazprom ubicadas en el centro y este de Europa. Parte de estas investigaciones se han centrado en las denominadas “*cláusulas destino*” de algunos contratos de aprovisionamiento de gas suscritos por importantes compañías del “upstream” gasista europeo con países productores, según las cuales se establecen unas restricciones territoriales que impiden que el comprador revenda el gas fuera de determinada área geográfica (normalmente un Estado miembro). A este respecto, se ha pronunciado la gasista rusa Gazprom, aludiendo a que el origen de estas investigaciones por parte de la CE se encuentra en el proyecto *South Stream*, que rivaliza con el proyecto *Nabucco* para traer gas procedente del Caspio a Europa, y cuyos plazos han sido recientemente acortados por el gobierno ruso con el fin de iniciar su construcción en el año 2013, y su puesta en servicio en 2015. En este sentido, véase: EU Energy, “*EC raids 20 gas companies in anti-trust probe*”, Issue 267, October 7 2011, p. 1-2; Euractiv, “*EU raids Gazprom offices in anti-trust probe*”, September 29 2011, disponible en: <http://www.euractiv.com/energy/eu-raids-gazprom-offices-anti-trust-probe-news-508007>

¹⁵³ Texto completo disponible en: http://www.hmtreasury.gov.uk/independent_reviews/stern_review_economics_climate_change/stern_review_report.cfm

definir una nueva Política Energética orientada hacia una economía de bajo consumo de energía en la que, por un lado, se fomente una energía más segura, competitiva y sostenible, y, por otro lado, se garantice la seguridad del abastecimiento energético¹⁵⁴. Esta Comunicación estaba acompañada por doce documentos estratégicos y sus anexos, conformando el denominado nuevo paquete de medidas sobre la *Revisión Estratégica del Sector de la Energía*¹⁵⁵.

En opinión de la CE, la nueva Política Energética Europea debe sustentarse sobre tres pilares fundamentales: la lucha contra el cambio climático, el fomento del empleo y el crecimiento, y la reducción de la dependencia exterior de la UE frente a las importaciones de gas y petróleo. En este sentido, la CE establece un triple objetivo sobre emisiones de gases de efecto invernadero y energía renovable a alcanzar de aquí a 2020: reducir un 20% las emisiones de gases de efecto invernadero, reducir el consumo energético en un 20% y alcanzar una participación obligatoria de las energías renovables de un 20% (con una sustitución del 10% de biocarburantes respecto a las gasolinas y gasóleos para el transporte)¹⁵⁶.

Sin embargo, y aunque el cambio climático ostenta un gran protagonismo en el diseño de esta nueva Política Energética, no es el único motivo de preocupación. También lo son la seguridad de los suministros de energía de la UE, la economía y el bienestar de los ciudadanos. Por tanto, junto con el reto medioambiental, la CE propone también otras medidas ligadas directamente a la energía, como mejorar la eficiencia energética, establecer nuevas medidas para que la creación del Mercado Interior de la Energía beneficie a todos los consumidores, reforzar la solidaridad entre los Estados miembros con una visión a más largo plazo que facilite el desarrollo de la tecnología energética, volver a

¹⁵⁴ COM (2007) 1 Final.

¹⁵⁵ Estos documentos se encuentran disponibles en la página de la CE: http://ec.europa.eu/energy/electricity/package_2007/index_en.htm.

¹⁵⁶ Según la CE, este triple objetivo (denominado por algunos de manera coloquial como “twenty-twenty”) permitirá a la UE medir sus avances en materia de reorientación de la economía energética actual hacia otra economía energética que responda plenamente a los imperativos de sostenibilidad, competitividad y seguridad del suministro. No obstante, este objetivo de la UE debe contemplarse en un contexto más amplio, en cuanto a la necesidad de una actuación internacional por parte de las naciones industrializadas frente al cambio climático. A este respecto, la CE considera que si se alcanza un acuerdo internacional sobre el marco post-Kioto (posterior a 2012) podrá llegarse en 2020 a reducir en un 30% las emisiones de los países desarrollados. A este respecto, véase: EC, “EU Energy Security and Solidarity Action Plan: Second Strategic Energy Review”, disponible en: http://ec.europa.eu/energy/strategies/2008/2008_11_ser2_en.htm.

centrar el interés en la seguridad física y operativa en el ámbito nuclear, y realizar esfuerzos para que la UE hable “*con una sola voz*” con sus interlocutores internacionales, incluidos los productores y los importadores de energía y los países en vías de desarrollo. A este respecto, y como parte de esta Revisión Estratégica, la CE propone un plan de acción que comprende diez directrices y un calendario de aplicación de las medidas necesarias para que la UE logre sus nuevos objetivos estratégicos¹⁵⁷.

A la vista de estas propuestas, el Consejo Europeo, celebrado los días 8 y 9 de marzo de 2007, aprobó un Plan de Acción dirigido a la creación de una “Política Energética y Climática Integrada” que, paralelamente, contribuyera a la construcción del Mercado Interior de la Energía¹⁵⁸. Para ello, el Consejo estableció, como objetivo prioritario, transformar la economía europea en una economía de alta eficiencia energética y con un nivel bajo de emisiones, mediante el establecimiento de políticas energéticas y climáticas integradas que persigan, conjuntamente, la consecución de tres objetivos: la sostenibilidad ambiental¹⁵⁹, la seguridad de los suministros¹⁶⁰ y la competitividad de la

¹⁵⁷ Este plan de acción recoge un primer paquete de medidas concretas entre las que destacan: elaborar un informe sobre la aplicación por los Estados miembros del mercado interior del gas y la electricidad y sobre los resultados de un estudio sobre la situación de la competencia en estos dos sectores; establecer un plan sobre las interconexiones prioritarias en las redes eléctrica y del gas de los Estados miembros para que la red europea sea una realidad; realizar propuestas que fomenten la producción sostenible de electricidad a partir de combustibles fósiles; definir un plan para promover las energías renovables en el transporte, particularmente los biocombustibles; realizar un análisis de la situación de la energía nuclear en Europa; y establecer una línea de trabajo con miras a definir un futuro plan estratégico europeo en materia de tecnologías energéticas. Por su parte, el Plan de Acción sobre Eficiencia Energética que la CE aprobó el 19 de octubre de 2006 también forma parte de este plan de acción. Así, la Comunicación de la CE titulada “*Limitar el cambio climático a 2º centígrados – Alternativas para la UE y el mundo para 2020 y años sucesivos*” y el paquete de medidas que forman parte de esta Segunda Revisión Estratégica del Sector de la Energía se completan y refuerzan mutuamente.

¹⁵⁸ Consejo Europeo de Bruselas de 8 y 9 de marzo de 2007, Conclusiones de la Presidencia (7224/1/07 Rev 1).

¹⁵⁹ Respecto a la sostenibilidad ambiental, el Consejo decidió que, hasta que se adoptara un acuerdo mundial y completo para después de 2012 y, sin perjuicio de su posición en negociaciones internacionales, la UE formulara un compromiso firme e independiente de lograr, al menos, una reducción del 20% de las emisiones de gases de efecto invernadero de aquí a 2020 en comparación con 1990, una reducción del consumo energético en un 20% y una participación obligatoria de las energías renovables de un 20% (con una sustitución del 10% de biocarburantes respecto a las gasolinas y gasóleos para el transporte). Asimismo, el Consejo invitó a la CE a revisar el régimen del comercio de derechos de emisión de la UE con vistas a aumentar la transparencia y reforzar y ampliar su ámbito de aplicación. No obstante, el Consejo acordó condicionar sus compromisos medioambientales al hecho de que otros países desarrollados se comprometieran con reducciones comparables de las emisiones, y que los países en desarrollo económicamente más avanzados contribuyeran adecuadamente en función de sus responsabilidades y capacidades respectivas. En este sentido, el Consejo invitó a dichos países a presentar propuestas de contribución para el acuerdo post-Kioto para después de 2012.

Este paquete de medidas medioambientales se completó por la CE con el lanzamiento del denominado “*Green Package*” en enero de 2008. Este “*paquete verde*” contenía las siguientes propuestas

economía, todo ello sobre la base de un espíritu de solidaridad entre los Estados miembros. Entre sus medidas concretas, este Plan establece:

- la designación de coordinadores de la UE para los cuatro proyectos prioritarios de interés europeo, con el fin de lograr progresos significativos en el funcionamiento eficaz y la realización plena del Mercado Interior de Gas y Electricidad de la UE, así como avanzar hacia un mercado más interconectado e integrado;
- la importancia de utilizar plenamente los instrumentos disponibles para mejorar la cooperación bilateral de la UE con todos sus proveedores y garantizar la fiabilidad de los flujos energéticos hacia la Unión;
- la necesidad de establecer orientaciones claras para una Política Energética europea efectiva a nivel internacional, que se exprese con una voz común¹⁶¹;

normativas: la propuesta de Directiva sobre la promoción del uso de la energía procedente de fuentes renovables [COM (2008) 19 final]; la propuesta de Decisión para el Parlamento Europeo y el Consejo sobre esfuerzos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero por los Estados miembros [COM (2008) 17 final]; la propuesta de Directiva que modifica la Directiva 2003/87/EC sobre comercio de derechos de emisión [COM (2008) 16 final]; y la propuesta de Directiva sobre el almacenamiento geológico de CO₂ [COM (2008) 18 final]. Una vez finalizada la tramitación legislativa propia del procedimiento de codecisión, este paquete de medidas medioambientales y de lucha contra el cambio climático fue aprobado en abril de 2009 y publicado en el DOUE de 5 de junio de 2009.

¹⁶⁰ A este respecto, el Consejo destacó la necesidad de reforzar la seguridad de abastecimiento para el conjunto de la UE así como para cada Estado miembro, mediante los siguientes elementos: una diversificación efectiva de las fuentes de abastecimiento y rutas de transporte (lo que también contribuiría a aumentar la competitividad del Mercado Interior de la Energía); el desarrollo de mecanismos más eficaces de respuesta ante las posibles crisis energéticas basados en la cooperación mutua; el aprovechamiento de la capacidad de alerta que ofrece la red de corresponsales de seguridad energética; la mejora de la transparencia de los datos sobre la disponibilidad de las reservas de petróleo, de las infraestructuras de suministro y de los mecanismos de almacenamiento de petróleo de la UE en situaciones de crisis; un análisis exhaustivo de la disponibilidad y los costes de las instalaciones de almacenamiento de gas en la UE; una evaluación del impacto de las importaciones reales y potenciales de energía y de las condiciones de las redes que garanticen la seguridad de abastecimiento de cada Estado miembro; y la creación de un Observatorio de la Energía en la CE.

¹⁶¹ En este sentido, el Consejo Europeo considera que debe acelerarse el desarrollo de un enfoque común con respecto a la Política Exterior en materia de energía, en el que deben incluirse los foros de diálogo y asociaciones entre consumidores y productores, consumidores entre sí y entre consumidores y países de tránsito, incluso a través de organizaciones tales como la OPEP. A tal efecto, el Consejo Europeo pone de relieve que los siguientes elementos son esenciales a la hora de seguir desarrollando la "voz común" de la UE en apoyo de los tres objetivos de la Política Energética: negociar y finalizar un acuerdo con Rusia, sucesor del Acuerdo de colaboración y cooperación, pero específico sobre cuestiones energéticas; intensificar las relaciones entre la UE y Asia Central, las regiones del Mar Caspio y el Mar Negro, con miras a seguir diversificando las fuentes y las rutas de aprovisionamiento; fortalecer el desarrollo de asociaciones y reforzar la cooperación en los diálogos bilaterales sobre energía con los Estados Unidos y también con China, la India, Brasil y otras economías emergentes, centrándose en la reducción de los gases de efecto invernadero, la eficiencia energética, las energías renovables y las tecnologías de baja emisión, en particular la captura y retención del carbono; garantizar la aplicación del Tratado por el que se establece la Comunidad de la Energía a fin de seguir desarrollándolo y, en su caso, hacerlo extensivo a Noruega, Turquía, Ucrania y

- la urgencia de fijar objetivos cuantitativos ambiciosos en materia de eficiencia energética, energías renovables y uso de biocombustibles, que se reflejen en un plan estratégico europeo de tecnología energética, que incluya la captura y retención de carbono en condiciones ambientalmente seguras.

A la vista de lo expuesto, pasamos a analizar con más detalles estos tres pilares sobre los que se fundamenta la nueva estrategia comunitaria para definir una Política Energética Común.

II.4.1. La preocupación por la sostenibilidad ambiental y la lucha contra el cambio climático¹⁶².

Según se ha puesto de manifiesto, el 10 de enero de 2007 la CE aprobó un paquete de medidas sobre energía y cambio climático, basado en un doble objetivo:

- reducir, al menos, en un 20 % las emisiones de gases de efecto invernadero hasta 2020 (en comparación con los niveles de 1990), así como una reducción de emisiones de hasta un 30 % por parte de los países desarrollados en 2020, supeditado a la celebración de un acuerdo internacional global sobre el cambio climático;
- alcanzar el 20 % de energías renovables de aquí a 2020, incluyendo un objetivo específico del 10 % de biocombustibles.

Moldavia; aprovechar plenamente los instrumentos que ofrece la Política Europea de Vecindad; reforzar las relaciones en el campo de la energía con Argelia, Egipto y otros países productores de la región del Mashrek y Magreb; desarrollar un diálogo especial con países africanos en el sector de la energía, y utilizar los instrumentos de que dispone la Comunidad para potenciar, sobre todo, las energías renovables descentralizadas y, de manera general, la accesibilidad y la sostenibilidad de la energía en esta región, así como la infraestructura energética de interés común; y promover el acceso a la energía en el marco de la Comisión sobre el Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas.

¹⁶² Al elaborar este epígrafe se han omitido las referencias a la energía nuclear que, si bien constituye una fuente de energía fundamental para garantizar la seguridad energética en Europa (y así lo ha reconocido la CE en su paquete de medidas de Revisión Estratégica del Sector de la Energía), la misma requiere un análisis en profundidad que excede del objeto de esta tesis.

Esta estrategia fue respaldada tanto por el Parlamento Europeo como por los dirigentes de la UE en el Consejo Europeo de marzo de 2007. A este respecto, el Consejo invitó a la CE a presentar propuestas concretas que incluyeran la forma de repartir los esfuerzos entre los Estados miembros para alcanzar dichos objetivos.

Meses más tarde, el 23 de enero de 2008, la CE presentó un paquete de medidas medioambientales para cumplir el compromiso del Consejo Europeo de luchar contra el cambio climático e impulsar las energías renovables. Entre los objetivos que perseguían estas medidas destaca, por un lado, incrementar el uso de la energía renovable en cada Estado miembro y establecer objetivos que vinculen jurídicamente a sus gobiernos y, por otro lado, incentivar a los principales responsables de las emisiones de CO₂ para que desarrollen tecnologías de producción no contaminantes, a través de una profunda reforma del régimen comunitario del comercio de derechos de emisión (RCCDE) que imponga un límite a las emisiones a escala de la UE.

Para ello, este paquete comprendía una serie de propuestas políticas clave estrechamente vinculadas entre sí:

- una propuesta para modificar la Directiva del régimen para el comercio de derechos de emisión en la UE¹⁶³;
- una propuesta relativa al reparto de esfuerzos entre los Estados miembros para cumplir el compromiso adquirido por la UE de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en sectores que no están cubiertos por el régimen comunitario

¹⁶³ La CE proponía reforzar el mercado único del carbono a escala comunitaria, para incluir más gases de efecto invernadero (tradicionalmente sólo estaba incluido el CO₂) y englobar a todos los principales emisores industriales. Así, los derechos de emisión que salieran al mercado irían disminuyendo año tras año para permitir que las emisiones cubiertas por el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión se hayan reducido en 2020 en un 21% desde los niveles de 2005. En cuanto a las subastas de estos derechos, en el sector de la electricidad (responsable de la mayor parte de las emisiones de la UE) la subasta se completaría a partir del comienzo del nuevo régimen en 2013. Otros sectores industriales (así como la aviación) aumentarían el sistema de subasta paulatinamente, aunque podría hacerse una excepción para los sectores especialmente vulnerables a la competencia de productores de países que no tuvieran limitaciones de carbono comparables. Además, las subastas serían abiertas, esto es, cualquier operador de la UE podría comprar derechos de emisión en cualquier Estado miembro.

En lo que respecta a los ingresos que se obtuvieran por el comercio de derechos de emisión, los Estados miembros deberían utilizarlos para ayudar a la UE a adaptarse a una economía respetuosa con el medio ambiente mediante el apoyo a la innovación en ámbitos tales como las energías renovables, la captura y almacenamiento del CO₂ y el I+D. Asimismo, una parte de los ingresos deberían destinarse también a ayudar a los países en desarrollo a adaptarse al cambio climático.

de comercio de derechos de emisión de la UE (como el transporte, la construcción, las pequeñas instalaciones industriales, la agricultura y los residuos);

- una propuesta de Directiva destinada a fomentar la energía renovable para contribuir a alcanzar los dos objetivos citados en materia de emisiones¹⁶⁴.

Entre las propuestas que formaban parte del paquete figuraban también una propuesta de marco jurídico para regular la captura y almacenamiento de CO₂, una Comunicación sobre la demostración de la captura y almacenamiento del CO₂ y nuevas directrices para las ayudas estatales de carácter medioambiental¹⁶⁵. Recientemente, este paquete normativo se ha completado con una propuesta de Directiva que modifica el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad, con el fin de adaptar el modelo impositivo comunitario sobre productos energéticos al nuevo contexto normativo en materia de energía y cambio climático¹⁶⁶.

Este conjunto de medidas y disposiciones legislativas en materia de energía renovable y cambio climático (denominado “*paquete verde*”) fueron finalmente aprobadas por el Consejo Europeo de 6 de abril 2009¹⁶⁷, a pesar de que el Parlamento Europeo y el

¹⁶⁴ Las opciones para desarrollar las energías renovables varían de un Estado miembro a otro y los plazos requeridos para conseguir que las energías renovables sean operativas son largos. Por ello, la CE estima que es importante que los Estados miembros tengan una visión clara de los aspectos en los que quieran intervenir. Los Planes Nacionales de Acción (PNA) que han elaborado los Estados miembros determinan la forma y el grado de contribución de cada uno al cumplimiento de los objetivos y la realización de un seguimiento para analizar su progreso. Y en la medida en que se cumpla el objetivo general de la UE, los Estados miembros están autorizados a contribuir apoyando el esfuerzo europeo general en favor de las energías renovables, y no necesariamente dentro de sus propias fronteras. Esto hará que la inversión se dirija allí donde las energías renovables puedan producirse de la forma más eficiente. Para consultar los citados Planes de Acción, véase: http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm.

¹⁶⁵ El *dossier* de prensa completo y una copia de las propuestas de la CE se encuentra disponible en: http://ec.europa.eu/energy/renewables/background_documents_en.htm.

¹⁶⁶ Ref. COM (2011) 169 final. Esta propuesta de 14 de abril de 2011 modifica la Directiva 2003/96/CE del Consejo sobre régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad.

¹⁶⁷ El acto formal de la firma de estos textos legales por el presidente del Parlamento Europeo y el representante de la presidencia checa tuvo lugar en Estrasburgo el 23 de abril de 2009. A pesar de que no es habitual que se produzcan modificaciones relevantes en el texto legal acordado por el Parlamento y el Consejo, en el plazo que transcurre desde que se alcanza dicho acuerdo hasta que el Consejo adopta formalmente el acto legislativo, en el caso de la Directiva de fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables se han podido advertir algunas modificaciones respecto al acuerdo inicial, las cuales se mencionan a continuación:

- Se modifica la definición de “*biolíquido*”: el Consejo finalmente excluyó la posibilidad de utilizar biolíquido para el transporte (que se limita sólo para biocarburantes) y se limitó su uso a la producción de electricidad, así como de calor y frío, producido a partir de la biomasa.

Consejo habían llegado a un acuerdo en primera lectura sobre este conjunto de medidas el 17 de diciembre de 2008, y su publicación en el DOUE tuvo lugar el 5 de junio de 2009.

Finalmente, las propuestas iniciales de la Comisión Europea se materializaron en los siguientes textos legislativos:

- Una Directiva en la que se revisa el régimen de comercio de derechos de emisión de la UE, que abarca aproximadamente el 40 % de las emisiones de gases de efecto invernadero de la UE¹⁶⁸.
- Una Decisión sobre la distribución de esfuerzos que fija objetivos nacionales vinculantes acerca de las emisiones de los sectores no regulados por el régimen de comercio de derechos de emisión de la UE¹⁶⁹.
- Una Directiva que fija objetivos nacionales vinculantes para aumentar la parte que suponen las fuentes de energías renovables dentro de la combinación energética¹⁷⁰.

-
- Se excluye la energía consumida en los transportes agrícolas y forestales en el cómputo del objetivo marcado por la Directiva de alcanzar el 10% procedente de energía renovables en todos los tipos de transporte para 2020.
 - Se reduce el marco temporal fijado por el Consejo y el Parlamento en caso de incumplimiento de los Planes de Acción Nacionales en materia de energía renovable por los Estados miembros. Si bien antes se tenía como referencia el objetivo global nacional fijado para 2020, el Consejo finalmente estableció que en aquellos casos en los que los Estados se desvíen de la previsión expuesta en el Plan de Acción Nacional presentado a la Comisión, y su cuota de energía procedente de energías renovables se sitúe por debajo de la trayectoria indicativa (de carácter bianual), deberán presentar a la Comisión un Plan modificado indicando medidas adecuadas y proporcionadas para recuperar la previsión establecida.
 - Se incorporan las materias primas agrícolas cultivadas en la Comunidad y utilizadas para la producción de biocarburantes y biolíquidos (siempre que se cumplan con los requisitos establecidos en el Reglamento sobre régimen de ayuda directa a los agricultores y conforme a los criterios de buenas condiciones agrícolas y medioambientales) a la hora de determinar los criterios de sostenibilidad que deben cumplir los biocarburantes y biolíquidos para que puedan ser tenidos en cuenta en el cumplimiento de los requisitos de la Directiva.
 - Se modifica el Anexo V de la Directiva, referente a las normas para calcular el impacto de los biocarburantes, biolíquidos y combustibles fósiles en las emisiones de GEI, en el sentido de que se excluye el aceite de origen animal producido por subproductos animales no destinados al consumo humano como proceso de producción de biocarburantes y biolíquidos.

¹⁶⁸ Directiva 2009/29/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. Texto disponible en:

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0063:0087:ES:PDF>

¹⁶⁹ Decisión 406/2009/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, sobre el esfuerzo de los Estados miembros para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero a fin de cumplir los compromisos adquiridos por la Comunidad hasta 2020. Esta Decisión comunitaria fija como objetivo a alcanzar por España para 2020 un 10% de las emisiones en los sectores no regulados por el régimen de comercio de derechos de emisión (desde el nivel de 2005). Texto disponible en:

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0136:0148:ES:PDF>

- Una Directiva por la que se establece un marco jurídico que permita una utilización segura y ecológica de las tecnologías de captura y almacenamiento de carbono¹⁷¹.

Las medidas anteriores se complementaron con dos actos legislativos que se acordaron al mismo tiempo:

- Un Reglamento con arreglo al cual las emisiones de CO₂ de los automóviles nuevos deberán reducirse de manera progresiva entre 2012 y 2015, para situarse en 120 g/km por término medio, y disminuir posteriormente hasta 95 g/km en 2020¹⁷².
- Una revisión de la Directiva sobre la calidad de los combustibles de acuerdo con la cual en 2020 los proveedores de combustible deberán reducir un 6 % las emisiones de los gases de efecto invernadero dentro de la cadena de producción de combustibles¹⁷³.

Por último, debemos hacer mención a la propuesta presentada por la CE, el 10 de enero de 2007, para elaborar un Plan estratégico europeo de tecnología energética. Con

¹⁷⁰ Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE. Esta Directiva comunitaria fija como objetivo a alcanzar por España para 2020 un 20% de las energías renovables en la demanda energética final. Texto disponible en:

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:ES:PDF>

¹⁷¹ Directiva 2009/31/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono y por la que se modifican la Directiva 85/337/CEE del Consejo, las Directivas 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE, 2008/1/CE y el Reglamento (CE) n° 1013/2006 del Parlamento Europeo y del Consejo. El texto de la Directiva se encuentra disponible en:

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0114:0135:ES:PDF>

¹⁷² Reglamento (CE) n° 443/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, por el que se establecen normas de comportamiento en materia de emisiones de los turismos nuevos como parte del enfoque integrado de la Comunidad para reducir las emisiones de CO₂ de los vehículos ligeros. Según la UE, sólo con esta medida se logrará reducir en más de un tercio las emisiones de los sectores no regulados por el régimen de comercio de derechos de emisión. El texto del Reglamento se encuentra disponible en:

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0001:0015:ES:PDF>

¹⁷³ Directiva 2009/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, por la que se modifica la Directiva 98/70/CE en relación con las especificaciones de la gasolina, el diesel y el gasóleo, se introduce un mecanismo para controlar y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, se modifica la Directiva 1999/32/CE del Consejo en relación con las especificaciones del combustible utilizado por los buques de navegación interior y se deroga la Directiva 93/12/CEE. El texto de la Directiva se encuentra disponible en:

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0088:0113:ES:PDF>

base en esta propuesta, este nuevo Plan tendría como objetivos principales acelerar la innovación de las tecnologías energéticas y, ulteriormente, impulsar a la industria europea para que transforme la amenaza del cambio climático y la seguridad de abastecimiento en oportunidades para aumentar su competitividad¹⁷⁴.

Este Plan fue finalmente presentado por la CE el 22 de noviembre de 2007, y en él se hacía especial hincapié en el hecho de que la tecnología es parte esencial de la encrucijada energética, que Europa necesita pasar a la acción para producir energía competitiva, segura y sostenible y que los retos relacionados con el cambio climático, la seguridad en el suministro energético y la competitividad requieren una respuesta coordinada¹⁷⁵. Para ello, la CE apuntaba como objetivos a alcanzar en los próximos diez años los siguientes:

- Conseguir que los biocombustibles de segunda generación sean competitivos con los combustibles convencionales, respetando la sostenibilidad de su producción.
- Habilitar el uso comercial de tecnologías para la captura, transporte y almacenamiento de CO₂.
- Duplicar la capacidad de generación con las turbinas eólicas más grandes con aplicación dirigida al viento marino.
- Demostrar la disponibilidad comercial de la energía fotovoltaica y solar de concentración a gran escala.
- Habilitar una red eléctrica inteligente única europea, capaz de integrar las fuentes de energía renovables descentralizadas.
- Comercializar dispositivos más eficientes en la conversión de la energía en edificios, transporte e industria, tales como la poligeneración o las pilas de combustible.
- Mantener la competitividad en tecnologías de fisión, junto con soluciones para la gestión a largo plazo de los residuos.

¹⁷⁴ Comunicación de la Comisión al Consejo, al Parlamento Europeo, al Comité Económico y Social y al Comité de las Regiones: “*Hacia un Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética*”, COM (2006) 847 final.

¹⁷⁵ Comunicación de la Comisión al Consejo, al Parlamento, al Comité Económico y Social Europeo y al y al Comité de las Regiones del Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética (Plan EETE): “*Hacia un futuro con baja emisión de carbono*”, COM (2007) 723 final.

Por otro lado, para alcanzar los objetivos del 2050 hacia una descarbonización total, se necesita desarrollar una nueva generación de tecnologías. En este caso, algunas de las metas a alcanzar en los próximos diez años son:

- Hacer competitivas en el mercado las nuevas tecnologías de energías renovables.
- Desarrollar las tecnologías y crear las condiciones para permitir a la industria la comercialización de vehículos basados en pilas de combustible de hidrógeno.
- Completar los preparativos para la demostración de los reactores de fisión de nueva generación (4ª generación) con mayor sostenibilidad.
- Completar el desarrollo del proyecto ITER (*International Thermonuclear Experimental Reactor*)¹⁷⁶.
- Elaborar visiones alternativas y estrategias de transición.

Por último, en materia de Política Medioambiental comunitaria y, más concretamente, en el ámbito del cambio climático debemos hacer referencia al acuerdo alcanzado en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, que se celebró en Copenhague del 7 al 18 de diciembre de 2009¹⁷⁷. Las negociaciones internacionales en este ámbito comenzaron a finales de 2007, a fin de preparar un acuerdo de las Naciones Unidas sobre la lucha contra el cambio climático para después de 2012, año en que expira el primer período de compromiso del Protocolo de Kioto.

Por su parte, a finales de enero de 2010 la UE formalizó su apoyo al Acuerdo de Copenhague sobre el cambio climático y presentó sus compromisos al respecto. En materia de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, la UE manifestó su

¹⁷⁶ La UE participa junto con China, Corea del Sur, EEUU, Japón, la India y Rusia en la construcción de este reactor experimental de energía de fusión que se ha instalado en Cadarache, al sur de Francia. El proyecto inicial tenía un coste estimado de 2,7 billones de Euros pero en el otoño de 2010 se advirtió la necesidad de aumentar dicho presupuesto para lograr la viabilidad del proyecto hasta 7,2 billones de Euros para el periodo 2012-2013. Esta circunstancia ha provocado una fuerte oposición a este proyecto, especialmente por parte de grupos ecologistas franceses, que lo han calificado de “*un proyecto extravagante, científicamente sin fundamento, económicamente ruinoso y una experiencia ecológicamente desastrosa*”.

Para más información, consúltese:

<http://www.iter.org>; http://fusionforenergy.europa.eu/2_about_fusion_en.htm;

<http://www.europolitics.info/sectorial-policies/meps-probe-iter-art304177-14.html>

¹⁷⁷ El resultado de esta Cumbre fue considerado un fracaso ante la falta de capacidad de los intervinientes de llegar a un acuerdo legal, con carácter vinculante, y quedando en un mero acuerdo político en el que inicialmente sólo EEUU, China, la India, Brasil y Sudáfrica expresaron sus propósitos para combatir el cambio climático. Las conclusiones alcanzadas en esta cumbre mundial se pueden consultar en: <http://unfccc.int/2860.php>.

compromiso unilateral de reducir, para 2020, las emisiones globales de la UE un 20% con respecto a los niveles de 1990, y expresó su oferta condicional de llevar esa reducción a un 30 %, siempre que otros grandes países emisores asuman la parte que les corresponde en el esfuerzo global de reducción.

Finalmente, en la Cumbre sobre el Cambio Climático, celebrada en Cancún a primeros de diciembre de 2010, se logró institucionalizar en el seno de la CMNUCC el Acuerdo de Copenhague y avanzar en la arquitectura de los acuerdos en reducción de emisiones, al menos de carácter político, que se habían alcanzado¹⁷⁸. Una de las cuestiones más relevantes que se tendrán que abordar en la Cumbre sobre el Cambio Climático a celebrar en Durban en diciembre de 2011, será el diseño del Fondo Verde para el Clima, como parte de los acuerdos alcanzados en Cancún en 2010, y que constituye el paso previo a una nueva era de financiación mucho mayor para la acción climática en el mundo en desarrollo.

II.4.2. La competitividad de la economía y la creación del Mercado Interior de la Energía.

Según expuso la CE en su paquete de medidas energéticas que conformaban la primera Revisión Estratégica del Sector de la Energía de septiembre de 2007, es esencial disponer de un verdadero Mercado Interior de la Energía para alcanzar los tres objetivos fijados por la UE en este ámbito. En palabras de la CE *“un mercado abierto a la competencia reduciría los costes para los ciudadanos y las empresas, estimularía la eficiencia energética y la inversión y contribuiría de forma esencial al correcto funcionamiento del mecanismo de comercio de derechos de emisión. Asimismo, un Mercado Interior de la Energía eficaz y competitivo puede ofrecer importantes ventajas en materia de seguridad del abastecimiento”*¹⁷⁹.

¹⁷⁸ Para un análisis más extenso de esta cuestión, véase: L. Lázaro, *“Cancún: anclando Copenhague y salvando el proceso para salvar el clima... quizá mañana”*, ARI 12/2011, Real Instituto Elcano, publicado el 20/01/2011. Además, las conclusiones de la Cumbre de Cancún están disponibles en: http://unfccc.int/meetings/cop_16/items/5571.php.

¹⁷⁹ Durante la sesión plenaria que tuvo lugar en Estrasburgo el 10 de julio de 2007, el Parlamento Europeo aprobó el informe sobre *“Perspectivas de los mercados de electricidad y gas natural”* elaborado en el seno del Comité sobre Asuntos de Industria, Investigación y Energía (ITRE), siendo ponente del mismo el eurodiputado Alejo Vidal-Quadras. Este informe trataba asuntos fundamentales del ámbito energético como la separación de actividades, la inversión en nuevas infraestructuras, la regulación eficiente e independiente,

Por tanto, el objetivo que se fijó la CE se centraba en ofrecer una posibilidad real de elección de suministrador a los usuarios de energía en la UE (ya sean particulares o empresas), e impulsar las grandes inversiones que necesita la energía¹⁸⁰. Y para alcanzar este objetivo la CE apuntó como necesarias las siguientes medidas de carácter técnico:

- La aprobación de nuevas normas para evitar las discriminaciones entre los agentes que participan en los mercados energéticos, por ejemplo, a través de una separación más clara de las actividades comerciales (como la producción y el suministro de energía) y las actividades de redes (como el transporte y la distribución).
- El establecimiento de un organismo regulador único a nivel comunitario que facilite el comercio transfronterizo de electricidad, y en el que la Comisión cuente con una participación apropiada.
- El fortalecimiento competencial de los reguladores energéticos nacionales, y la armonización de sus competencias a nivel comunitario.
- La cooperación de los Gestores de la Redes de Transporte de electricidad y gas comunitarios (GRT), con el fin de promover una gestión óptima y un funcionamiento coordinado y adecuado de la red europea de transporte de energía eléctrica.
- La adopción de medidas que permitan acelerar las inversiones en las redes de electricidad y gas para eliminar los principales cuellos de botella existentes en las infraestructuras transfronterizas de energía.
- La aprobación de nuevas disposiciones en materia de transparencia, la cual es esencial para que el mercado energético comunitario funcione correctamente.
- El establecimiento de normas comunes mínimas, y de obligado cumplimiento, en materia de seguridad de las redes.

la transparencia, el impacto social y la protección de los consumidores, todos ellos aspectos necesarios para el desarrollo de un marco regulatorio comunitario en materia de energía. Para más información, véase: <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?Type=TA&Reference=P6-TA-2007-0326&language=ES>

¹⁸⁰ El Informe Sectorial sobre los sectores del gas y la electricidad en la UE realizado por la DG COMP y la Comunicación de la CE sobre el mercado interior [COM (2006) 852 final] ya ponían de manifiesto que, para lograr estos objetivos, se debían adoptar nuevas medidas para establecer una separación más clara entre producción y transporte y distribución de energía. Asimismo, la CE apuntaba la necesidad de contar con un mayor control reglamentario independiente, que tenga en cuenta tanto el mercado europeo como las medidas nacionales, a fin de lograr el objetivo de la Unión Europea de alcanzar unos niveles mínimos de interconexión del 10%, identificando los cuellos de botella principales y designando coordinadores europeos que actúen como mediadores entre los países afectados por cada interconexión.

- La determinación de las responsabilidades específicas del Observatorio de la Energía¹⁸¹, así como el régimen a aplicar para la financiación de sus actividades.

Así, el 14 de agosto de 2009 se publicaron en el DOUE tres nuevos Reglamentos y dos nuevas Directivas, todos ellos aprobados el 13 de julio de 2009, que constituyen el tercer conjunto de medidas legislativas sobre el Mercado Interior de la Energía.

Las nuevas normas persiguen una supervisión más eficiente de los mercados energéticos por parte de los reguladores nacionales, los cuales salen fortalecidos con la atribución de nuevas competencias que tratan de reforzar su independencia. Asimismo, se acuerda la creación de una Agencia europea para la Cooperación de Reguladores Energéticos (ACER), responsable de analizar las cuestiones energéticas transfronterizas, y se incrementa la colaboración y las inversiones transfronterizas, con el establecimiento de una nueva Red Europea de Operadores de Sistemas de Transporte de Electricidad y Gas (ENTSO-E y ENTSO-G). Los operadores de la red en la UE tienen que desarrollar, de forma común, códigos técnicos y comerciales y estándares de seguridad, al tiempo que coordinan las inversiones necesarias en la UE. Se incentiva la solidaridad entre los Estados miembros promoviendo su integración regional, para asistirse mutuamente en caso de que se amenace el suministro de energía.

Estas nuevas normas pretenden crear mejores condiciones para la competencia, ya que separan, de modo efectivo, la producción y el suministro de energía, de su transporte y distribución, evitando así que las compañías implicadas en ambas actividades (generación y transmisión) usen su posición privilegiada para bloquear el acceso a las redes de otros suministradores. La separación entre el suministro y el transporte en el seno de las compañías verticalmente integradas servirá para eliminar los conflictos de intereses, promoverá las inversiones en la red y evitará comportamientos anticompetitivos. El aumento de la transparencia en la operación de la red y en el suministro garantizará el

¹⁸¹ El Observatorio Europeo de la Energía se creó en el seno de la CE (DG ENER) con la misión de analizar la evolución de los mercados de electricidad y gas de la UE y servir de apoyo al diseño de la Política Energética comunitaria. Dicho observatorio opera a través del sistema EMOS (*Energy Market Observation System*) que alberga datos e información relevante sobre la evolución de la oferta y la demanda en los distintos mercados, el volumen de las importaciones, exportaciones y el tránsito de energía, los precios, la evolución de los mercados físicos y financieros de energía, la capacidad y las infraestructuras energéticas. A estos efectos, el Observatorio publica informes trimestrales sobre evolución de los precios en los mercados de electricidad, gas y petróleo, así como de las reservas mínimas de los stocks de productos petrolíferos en el ámbito comunitario. Para más información, véase: http://ec.europa.eu/energy/observatory/index_en.htm.

acceso igualitario a la información, hará que los precios sean más transparentes, aumentará la confianza en el mercado y contribuirá a evitar su manipulación.

Por último, en el centro del proceso de apertura del mercado, se sitúan los derechos de los consumidores y se imponen a los Estados miembros nuevas obligaciones de protección de los consumidores considerados “vulnerables”. Asimismo, se promueve un sistema inteligente de medición del consumo, con el fin de que el 80% de la población tenga instalados los nuevos aparatos de medida en el año 2020, de forma que estén suficientemente informados de su consumo, promoviendo así una mayor eficiencia energética.

Pasemos a analizar, a continuación, los aspectos que han resultado más controvertidos en el proceso de negociación del denominado “*Tercer Paquete*”.

II.4.2.1. Tres modelos de separación de las redes de electricidad y gas.

Uno de los puntos que mayor debate ha suscitado en el seno de las instituciones comunitarias durante el proceso de tramitación de este “*Tercer Paquete*” ha sido, sin duda, el de las medidas destinadas a promover la separación efectiva (o desagregación) de las actividades de transporte, respecto de las actividades de suministro y generación.

La Comunicación de la CE sobre “*Las Perspectivas de los Mercados Interiores del Gas y la Electricidad*”¹⁸² y el “*Estudio del sector con arreglo al artículo 17 del Reglamento 1/2003 sobre los mercados del gas y la electricidad*”¹⁸³ ya exponían los riesgos de discriminación y abuso que se podían producir cuando las empresas controlan las redes energéticas además de la producción o la venta de energía, protegiendo los mercados nacionales e impidiendo la competencia. Esta situación, en opinión de la CE, crea además un desincentivo para que las empresas integradas verticalmente inviertan en sus propias redes, ya que si aumentan la capacidad, la competencia se agudiza en su propio mercado y bajan los precios. Para resolver esta situación, la CE decidió dar un paso más respecto a las segundas

¹⁸² Ref. COM (2006) 841.

¹⁸³ Ref. COM (2006) 851.

Directivas de creación del Mercado Interior de la Energía, y recoger en su propuesta original dos opciones para establecer la separación entre las actividades comerciales de energía (como la producción y el suministro), de las actividades de redes de transporte y distribución (el denominado “*unbundling*” o separación de actividades):

- Un modelo de separación patrimonial de las actividades (conocido como “*ownership unbundling*”): según esta opción las empresas propietarias de las redes son totalmente independientes de las compañías encargadas del suministro y la generación. Esto es, los gestores de la red de transporte (GRT) serían propietarios de los activos de transporte y, al mismo tiempo, operarían la red. Por tanto, serían plenamente independientes en cuanto a la propiedad, y las compañías de suministro o generación de energía eléctrica ya no podrían tener una participación significativa en los GRT. Por tanto, con el modelo de separación de propiedad nadie que ejerza una actividad comercial en régimen de competencia (esto es de generación, producción o suministro de energía) podrá tener interés o ejercer algún tipo de influencia en la operación de la actividad de transporte o en sus activos¹⁸⁴.
- Gestores de sistemas separados sin separación de la propiedad (“*Independent System Operator*” - ISO): esta solución implica la independencia total del gestor de redes, esto es, la empresa integrada verticalmente sigue siendo propietaria de los activos de la red y recibe una remuneración regulada por las mismas, pero no es responsable de su funcionamiento, mantenimiento o desarrollo. Esta opción permitiría que una sociedad verticalmente integrada y que desarrolle actividades en competencia (producción/suministro) pueda seguir manteniendo sus activos de transporte, si bien

¹⁸⁴ Desde el inicio, esta opción fue la más respaldada por las partes implicadas en el proceso de negociación (tanto por la CE como por la mayor parte de los Estados miembros), ya que se considera la mejor forma de garantizar la independencia del transportista y la realización de las inversiones necesarias en la red de transporte. Según la propia CE, la experiencia económica demuestra que la separación de la propiedad es la forma más efectiva de evitar los conflictos de intereses que se pueden presentar en empresas verticalmente integradas, ya que uno de los problemas que se suelen plantear en este tipo de empresas es que se puede dar cierto trato de favor a sus empresas frente a terceros, surgiendo así un conflicto de interés entre la maximización de sus beneficios y su cuota de mercado. Ello se debe evitar con la separación de propiedad de las actividades reguladas, ya que las empresas de las redes no están influenciadas por intereses ligados al abastecimiento o la generación, especialmente a la hora de efectuar inversiones en redes en las que pueden participar otros competidores. Al mismo tiempo, se evita una reglamentación detallada y compleja y unas cargas administrativas desproporcionadas y una transmisión de información sensible aguas arriba.

debe encomendar su gestión a un Gestor de Red Independiente (ISO) completamente separado de la compañía verticalmente integrada¹⁸⁵.

En torno a ambas opciones se conformaron dos bloques de países: por un lado, el grupo que apoyaba la “*separación de propiedad*” formado principalmente por Bélgica, Dinamarca, España, Finlandia, Holanda, Rumania y Reino Unido y, por otro lado, el formado por Francia, Austria, Alemania, Grecia, Luxemburgo y Eslovaquia, que consideraban innecesaria la separación total (o patrimonial) de las actividades en competencia de la operación del transporte.

Ante estas posiciones discrepantes, la CE conjuntamente con la Presidencia de Eslovenia, presentó en mayo de 2008 una tercera opción (la conocida informalmente como “*tercera vía*”) a fin de lograr una solución de consenso entre los Estados miembros sobre esta cuestión. Esta tercera vía fue finalmente respaldada por el Parlamento Europeo para poder ser aplicada en ambos sectores de la electricidad y el gas natural. Está basada en la separación de actividades efectiva y eficiente y es conocida como “*Independent Transmission Operator*” (ITO). Esta opción permite a una sociedad verticalmente integrada mantener sus activos de transporte siempre que sean gestionados por un Gestor de Transporte Independiente, que debe contar con “derechos efectivos de decisión”. La operativa del citado gestor estaría garantizada por un administrador independiente o “*trustee*”, un órgano de vigilancia, un programa de cumplimiento y un responsable de cumplimiento (“*compliance officer*”) que velará por que el transportista cumpla el programa previamente elaborado por él, y aprobado por el regulador. Además, en este modelo, el transportista debe consensuar con los interesados, y presentar al regulador, un plan de inversiones a 10 años que será de obligado cumplimiento, y que podrá ser exigible en el plazo de 3 años siguientes. En caso de incumplimiento por parte del transportista, el

¹⁸⁵ Esta opción se presentó por la CE en su propuesta inicial como la “*segunda mejor opción*” y ha sido especialmente respaldada por Francia y Alemania, ya que les garantiza la posibilidad de mantener la integración vertical de sus grandes empresas energéticas (tales como EDF, Gaz de France o Eon) como de hecho todavía ocurre en la actualidad. No obstante, el Parlamento Europeo rechazó esta opción tanto para el sector del gas natural [en su Resolución legislativa de 9 de julio de 2008, sobre la propuesta de Reglamento por el que se modifica la Directiva (CE) nº 2003/55, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural (COM (2007) 0529 – C6-0317/2007 – 2007/0196 (COD))] como para el sector de la energía eléctrica (en su Resolución legislativa de 18 de junio de 2008, sobre la propuesta de Reglamento por el que se modifica la Directiva (CE) nº 2003/54, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural [COM (2007) 0528 – C6-0316/2007 – 2007/0195]).

regulador podrá requerirle que ejecute la inversión, o bien organizar un concurso abierto a cualquier inversor u obligarle incluso a ampliar su capital para acometer la inversión comprometida. Esta tercera opción fue respaldada por un grupo de Estados miembros formado por Austria, Bulgaria, Francia, Alemania, Grecia, Letonia, Luxemburgo y Eslovaquia, y el Consejo Europeo celebrado el 6 de junio de 2008 se mostró a favor de incluir esta tercera vía para regular la separación de actividades¹⁸⁶.

Por tanto, las terceras Directivas de Mercado Interior de Electricidad y Gas recogen los tres modelos de separación de actividades mencionados, y corresponderá a cada Estado miembro tomar la decisión sobre la implementación regulatoria de uno de ellos, teniendo en cuenta que, según la “*clausula de protección*” que se ha incluido en las Directivas, los Estados miembros no podrán “dar marcha atrás” en sus modelos regulatorios de separación de actividades¹⁸⁷.

Por otro lado, esta nueva obligación de separación de actividades impuesta por las Directivas debe entenderse a la luz de dos cláusulas adicionales: la cláusula de “*igualdad de condiciones*” (“*Level playing field*”), por un lado, y la cláusula de “*terceros países*” (“*Third countries*”), por otro.

Según esta cláusula de “*igualdad de condiciones*” o de “*juego equitativo*”, un gestor de transporte que ya esté desagregado no podría ser adquirido por una empresa transportista verticalmente integrada. Algunos analistas han visto en esta cláusula un gesto para tratar de paliar las situaciones de desigualdad que se podrían producir entre Estados

¹⁸⁶ Tras el intenso debate mantenido durante el procedimiento de codecisión sobre el modelo de separación operacional de activos de energía, el texto final ha acabado admitiendo las tres opciones propuestas, esto es, el modelo de “separación de propiedad” (*ownership unbundling*), el modelo de “gestor de red independiente” (ISO) y el modelo de “gestor de transporte independiente” (ITO). Según algunos analistas, la inclusión de estas tres opciones constituye un fracaso de las instituciones comunitarias y un éxito de países como Francia y Alemania que, desde un principio, mostraron su intención de evitar que sus “campeones nacionales” se vieran obligados a vender sus activos de transporte de energía. En este sentido, véase: S. Hall, “*EU energy markets prepare for new rules*”, EU Energy, Issue 207 / may 8, 2009, p. 7; A. Stanic, “*New EU Rules on the Internal Energy Market and Energy Policy*”, OGEL, March 2011, pp. 2-3. Asimismo, para obtener información adicional de las medidas contenidas en el paquete legislativo finalmente aprobado por el Parlamento Europeo, consúltase: http://www.europarl.europa.eu/news/expert/infopress_page/051-54057-111-04-17-909-20090421IPR54056-21-04-2009-2009-true/default_es.htm.

¹⁸⁷ Esto es, la opción de implementación de los modelos “ITO” e “ISO” únicamente queda abierta para aquellos Estados miembros que todavía cuenten con empresas transportistas verticalmente integradas y, por tanto, no podrían ser de aplicación en países como España cuya regulación ya optó, en su día, por el modelo de “separación de propiedad”.

que hubiesen optado por un modelo de separación de propiedad (de carácter más exigente) y aquellos que hubiesen optado por mantener sus empresas energéticas verticalmente integradas (y, por tanto, con una actitud más proteccionista). No obstante, esta cláusula no ha conseguido mitigar las críticas vertidas por parte de un gran número de agentes del sector energético sobre el “*Tercer Paquete*” que, a la vista del alto grado de incumplimiento de las segundas Directivas por parte de los Estados miembros, incluso ya empiezan a plantearse la necesidad de un “*cuarto paquete de medidas energéticas*”¹⁸⁸.

Por último, la cláusula de “*terceros países*” hace referencia al control de infraestructuras de energía comunitarias por parte de terceros países no-comunitarios, y establece que las mismas obligaciones de separación de propiedad deben de ser aplicables a aquellas empresas no comunitarias que actúen en el ámbito comunitario. Según la propuesta inicial de la CE, esta regla establecía la prohibición de que una empresa no comunitaria pudiera controlar una red de transporte comunitaria, o un gestor de la misma, salvo que existiera un convenio internacional entre el tercer país y la UE que le habilitara expresamente para ello.

Esta propuesta inicial suscitó multitud de críticas y recelos por parte de empresas extranjeras, como la rusa Gazprom, que veían peligrar seriamente sus inversiones en la UE e, incluso, se llegó a cuestionar su compatibilidad con los principios básicos que establece el Derecho comunitario de libertad de establecimiento y de circulación de personas, bienes, servicios y capitales. En este sentido, se optó finalmente por modificar el contenido de dicha cláusula (conocida en los foros energéticos como “*cláusula anti-Gazprom*” al haber sido concebida inicialmente con el fin de controlar la compra de redes de distribución comunitarias por parte de la empresa rusa), en el sentido de restringir su ámbito de aplicación al proceso de certificación que tienen encomendado las autoridades regulatorias nacionales, con el que deben acreditar que las empresas transportistas que operan sus redes nacionales cumplen con los requisitos de separación de actividad que imponen las Directivas, y siempre que se garantice que no se pone en riesgo la seguridad del suministro de energía de la UE¹⁸⁹.

¹⁸⁸ A este respecto, véase: M. Pollit, “*The Single Market in Electricity (and Gas): Success and Failures*”, Electricity Policy Research Group, University of Cambridge, 24 March 2011. Disponible en: <http://www.eprg.group.cam.ac.uk>

¹⁸⁹ Según se establece en el artículo 11 de las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE de electricidad y gas, esta certificación emitida por la autoridad reguladora nacional de energía será remitida a la CE para que

II.4.2.2. La creación de una Agencia de Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER).

Esta propuesta se materializó finalmente en el Reglamento (CE) nº 713/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de Energía. Esta iniciativa responde al requerimiento realizado a la CE por el Consejo Europeo, de 8 y 9 marzo de 2007, para crear un organismo supranacional que actúe como un ente independiente de cooperación entre los reguladores nacionales y que, a la vez, coordine las cuestiones transfronterizas del mercado energético comunitario.

Esta nueva Agencia tiene como embrión al denominado Grupo Europeo de Reguladores de Electricidad y Gas (ERGEG), que fue creado como órgano asesor de la CE por la Decisión 2003/796/EC, y cuyos informes (si bien de carácter no vinculante) han contribuido de forma decisiva en el proceso de creación del Mercado Interior de la Energía comunitario¹⁹⁰.

Según su propia norma de creación, la Agencia se configura como un organismo comunitario con personalidad jurídica propia, cuyo objeto se centra en asistir a los reguladores energéticos nacionales en el desarrollo de sus tareas a nivel europeo, así como coordinar sus actuaciones, cuando sea necesario.

Según el acuerdo alcanzado por el Consejo de la UE, en su sesión de 7 de diciembre de 2009, la sede de esta Agencia se ha establecido en Liubliana (Eslovenia) y

compruebe el cumplimiento de los requisitos de desagregación y de seguridad de suministro y emita y remita su opinión al Estado miembro en cuestión, para que adopte una decisión al respecto. Para obtener información más detallada de este procedimiento de certificación, véase: Commission staff working paper on certification of Transmission System Operators of networks for electricity and natural gas in the European Union, Brussels, 21.9.2011. Ref. SEC (2011) 1095 final.

¹⁹⁰ El Grupo de Reguladores Europeos de la Electricidad y el Gas (ERGEG) fue creado mediante la Decisión 2003/796/CE de la Comisión Europea, de 11 de noviembre de 2003, y funcionaba como órgano asesor de dicha institución comunitaria en temas de energía. Hasta la entrada en funcionamiento de la nueva Agencia de Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER), este grupo asesor estaba formado por los representantes de los 27 organismos reguladores energéticos nacionales de los Estados miembros y la propia CE, y participaban como observadores los reguladores nacionales de los países candidatos a la adhesión a la UE así como los del Espacio Económico Europeo- EEE (Islandia, Croacia, Noruega y Turquía). El ERGEG se creó para dar un status formal a la cooperación y coordinación regulatoria en materia de energía y así facilitar la construcción del Mercado Interior de la Energía. No obstante, con la entrada en funcionamiento de ACER el 3 de marzo de 2011, se decidió su disolución mediante Decisión de la CE de 16 de mayo de 2011, siendo sus responsabilidades asumidas por la nueva Agencia si bien, esta vez, con poderes vinculantes.

entró en funcionamiento el 3 de marzo del 2011, fecha en la que finalizaba el periodo de transposición de las Directivas que forman parte del “*Tercer Paquete*”.

En un principio, la iniciativa de la CE de crear una nueva Agencia de Cooperación de Reguladores de la Energía no fue bien acogida por parte del sector energético, ya que se temía que el nuevo ente asumiera demasiadas competencias, en detrimento de los poderes ya atribuidos a los reguladores energéticos nacionales¹⁹¹. No obstante, el texto final del Reglamento 713/2009/CE por el que se crea el nuevo organismo ha disipado las posibles reticencias de los reguladores al delimitar su ámbito competencial, bien a cuestiones transfronterizas (que exceden las atribuciones conferidas a los entes nacionales), bien a tareas de coordinación y cooperación entre los mismos. Estas reticencias se pusieron de manifiesto por el ERGEG en su informe “*Key Comments on the European Commission’s Third Package*”¹⁹² y han estado presentes durante todo el proceso de negociación del diseño de la nueva Agencia en el que, con frecuencia, se ha aludido a la doctrina “*Meroni*” para recordar los condicionantes legales que impedirían la asunción de mayores competencias por parte de la Agencia.

Según esta doctrina “*Meroni*”¹⁹³, pese a la autonomía funcional de la que gozan las agencias comunitarias, éstas se encuentran bajo el control y la responsabilidad de la CE.

¹⁹¹ De hecho, en la propuesta inicial presentada por la CE se hacía referencia a este nuevo organismo como ERGEG+, aludiendo a un modelo mejorado de este propio grupo que aglutinaba a las autoridades reguladoras nacionales de energía y a la CE.

¹⁹² Ref. C07-GA-36-08.

¹⁹³ Con fecha 13 de junio de 1958, el entonces Tribunal de Justicia de la Comunidad Europea del Carbón y del Acero (en la actualidad conocido como TJUE), se pronunció sobre el denominado *Asunto Meroni*, en el que se abordó por primera vez la cuestión de la delegación de poderes en el ámbito del Derecho comunitario y, más en concreto, analizó la delegación de poderes por parte de la Comisión Europea en las llamadas “*agencias independientes*”.

En este asunto, la compañía metalúrgica “*Meroni & Co., Industrie Metallurgiche, SpA*” con sede en Milán presentó un recurso de anulación (regulado en el artículo 33 del Tratado de la CECA) ante el TJ de la CECA, en relación con el requerimiento realizado por la Alta Autoridad de la Comunidad Europea del Carbón y del Acero de la cantidad de 54.819 liras italianas, en concepto de fondo de perecuación de residuos férreos previsto en las disposiciones financieras del propio Tratado CECA de 1951. En esta sentencia, el recurrente cuestiona la legalidad de la decisión adoptada por la Alta Autoridad mediante decisión de fecha 24 de octubre de 1956 (la cual deviene ejecutiva en aplicación del artículo 92 del Tratado que establecía literalmente que “*las decisiones de la Alta Autoridad que impongan obligaciones pecuniarias serán títulos ejecutivos*”) alegando que la Decisión 14/55 de 26 de marzo de 1955, por la que se establece el acuerdo financiero para asegurar el suministro regular de residuos férreos en el mercado común, vulnera las provisiones del Tratado y se encuentra viciado por desviación de poder.

Entre otras, el Tribunal llegó a la conclusión de que una autoridad delegada no puede conferir una delegación de poderes en otra autoridad distintos de los poderes otorgados por las provisiones del Tratado.

Así, la CE ostenta un papel muy relevante no sólo en cuanto a su creación sino también respecto a su organización y funcionamiento. De igual modo la Comisión decidirá, en los actos concretos de delegación, el alcance competencial de la agencia, definiendo las condiciones, los criterios, los parámetros y las normas para encauzar el ejercicio de las competencias delegadas. Por otro lado, pese a gozar de autonomía de gestión, la agencia ejecutiva estará sujeta a un control estricto de la Comisión, que se justifica por las características de las competencias que pueden ser objeto de delegación (esto es, responsabilidades propias del servicio público concretadas en la gestión de programas comunitarios, incluyendo actos de ejecución presupuestaria, entre otros), que constituyen competencias propias de la Comisión. De ahí que la agencia se configure como un instrumento que asiste a la Comisión en la realización de sus funciones de gestión.

Por tanto, se puede concluir que según esta jurisprudencia sobre la delegación de poderes:

- La decisión de delegación no puede conferir a la autoridad delegada poderes distintos de aquellos que la autoridad delegante ha recibido en virtud de los tratados.

Según el Tribunal, el poder otorgado por la Alta Autoridad para autorizar o realizar una gestión financiera referida en el artículo 53 del Tratado otorga el derecho a conceder determinados poderes, según condiciones que deben ser determinados por ésta y sujetas a su supervisión, a **entes de derecho privado** con personalidad jurídica propia y capacidad para ejercer sus propios poderes. Sin embargo, esta delegación de poderes únicamente podrá realizarse respecto a poderes de carácter ejecutivo claramente definidos, quedando el uso de los mismos sujeto a supervisión por la Alta Autoridad. Por tanto, la delegación de poderes no podrá presumirse y, en cualquier caso, la autoridad debe adoptar una decisión expresa de delegación. Y concluye afirmando que la delegación de poder discrecional en favor de entes distintos de aquellos a los que el Tratado ha facultado para ejercer y supervisar el ejercicio de poderes dentro de los límites de su propia autoridad reduciría la efectividad del equilibrio de poderes establecido en el artículo 3 del Tratado.

Los pronunciamientos que realiza el Tribunal en la sentencia *Meroni* constituyen la piedra angular de la doctrina jurisprudencial sobre la delegación de poderes por parte de la Comisión Europea en otras entidades, si bien hay que aclarar que, a tenor de la sentencia, los preceptos antes expuestos son de aplicación exclusiva a personas jurídicas de ámbito privado. Así, en esta sentencia el Tribunal rechazó la delegación de poderes de carácter general por parte de la Comisión Europea (antes llamada Alta Autoridad) en entes distintos a los previstos en el Tratado, siendo tal delegación únicamente posible en el caso de poderes ejecutivos, que se encuentren claramente definidos, y siempre que el ejercicio de los mismos se encuentre sujeto a supervisión de la Comisión Europea. Y, por tanto, amparándose en el equilibrio de poderes entre las instituciones europeas, el Tribunal se pronunció en contra de la delegación de poderes de carácter discrecional por parte de la Comisión Europea, si bien admitiría la delegación de poderes en otros entes siempre que los poderes delegados se utilicen para tomar decisiones de carácter individual y que estas decisiones estén sujetas a la supervisión y control de la CE.

Fuente: *Asuntos acumulados 5, 7 y 8/60*, Recopilación de la Jurisprudencia del Tribunal, Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas, Volumen VII, 1961, p. 201.

- La decisión de delegación indicará los poderes de ejecución exactamente delegados y las condiciones a las que se somete dicha delegación.

- La delegación puede afectar tanto a poderes reglados como a poderes discrecionales, *“considerando que las consecuencias resultantes de una delegación de poderes difieren, según si la delegación afecta a poderes de ejecución claramente delimitados y cuyo uso, de hecho, es susceptible de un control riguroso según criterios objetivos fijados por la autoridad delegante, o bien a un poder discrecional, cuyo ejercicio otorga gran libertad de aplicación”*.

- La delegación de un poder discrecional, en favor de autoridades diferentes de aquellas establecidas por los Tratados y designadas para asegurar y controlar el ejercicio de sus respectivas atribuciones, afectará al equilibrio de poderes institucionales.

En cuanto a su organización, la misma se configura según las reglas y prácticas aplicables a las agencias reguladoras comunitarias: está representada por un Director, aunque existe también un Consejo de Reguladores, para garantizar el nivel necesario de independencia de los reguladores en el ámbito europeo¹⁹⁴. Este Consejo de Reguladores es el único responsable de adoptar las decisiones sobre asuntos regulatorios, y funciona junto con un Consejo de Administración, que se encarga de los asuntos presupuestarios y administrativos de la Agencia¹⁹⁵ (aprobación del programa de trabajo y del informe anual, nombramiento del Director, nombramiento de los miembros del Consejo de Reguladores, nombramiento de los miembros de la Sala de Recurso, etc.).

¹⁹⁴ El Consejo de Reguladores está formado por un representante de alto nivel de cada regulador y un representante de la Comisión sin derecho a voto. El Consejo adopta sus decisiones por mayoría de dos tercios de sus miembros presentes.

¹⁹⁵ El Consejo de Administración está compuesto por nueve miembros, de los cuales dos son nombrados por la Comisión, dos por el Parlamento y cinco por el Consejo. La duración de su mandato es de cuatro años, renovable una vez, excepto en el primer mandato que la duración es de seis años. Además, estos miembros no pueden ser, a su vez, miembros del Consejo de Reguladores.

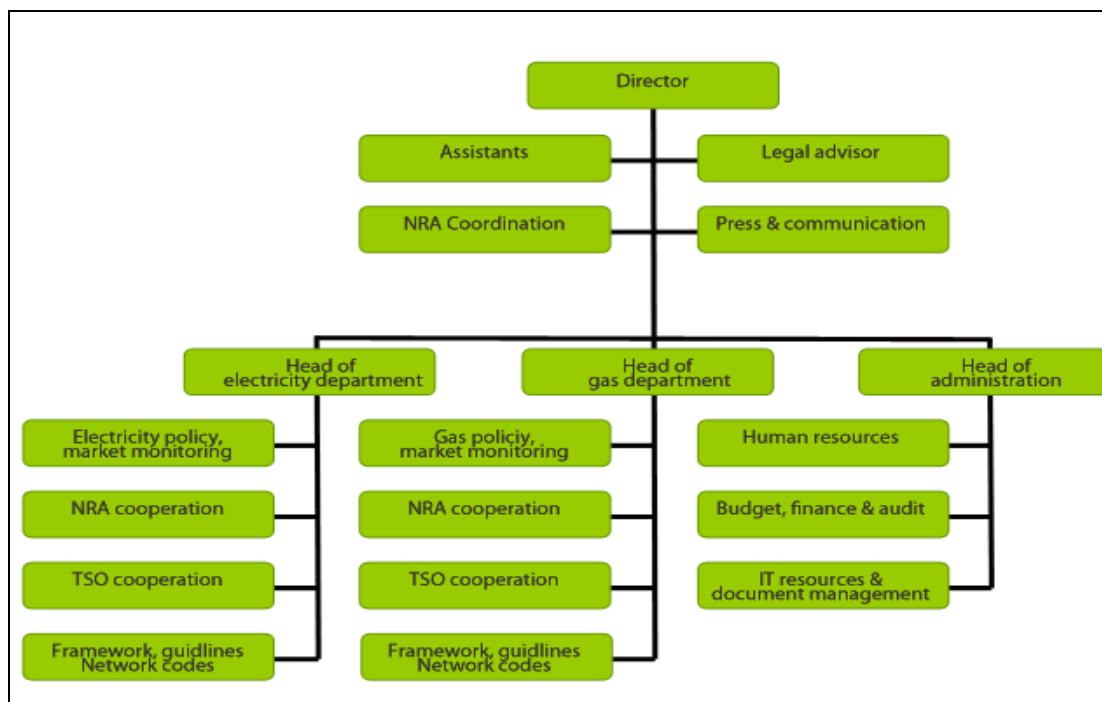


Figura 17. Estructura organizativa de ACER.
Fuente: ACER Work Programme (2011).

Entre las funciones atribuidas a la Agencia se encuentran la emisión de opiniones y recomendaciones dirigidas a los reguladores nacionales, los operadores del sistema, el Parlamento Europeo, la Comisión y el Consejo. Asimismo, la Agencia es responsable de emitir su opinión sobre el proyecto de los programas de trabajo anual propuesto por ENTSO-E y ENTSO-G, así como sobre los planes nacionales de desarrollo de la red a diez años, con el fin de analizar su compatibilidad y coherencia con el plan comunitario no vinculante de desarrollo de la red para el mismo horizonte temporal. Igualmente la Agencia debe emitir, a petición de la CE, las directrices marco¹⁹⁶ en las que se establezcan principios claros y objetivos para el establecimiento de los denominados “códigos de

¹⁹⁶ Según se acordó en el Foro de Florencia de electricidad de noviembre de 2008, a modo experimental, y con carácter previo a la constitución formal de la Agencia, ERGEG comenzó a desarrollar las directrices marco en materia de conexión a las redes eléctricas europeas (“*Framework Guidelines on grid connection*”), previsto en el artículo 8.6, b) del Reglamento 714/2009, con el fin de poder iniciar el proceso que permita la aprobación del código de red sobre este aspecto, al considerarlo de carácter prioritario. En paralelo, ERGEG inició los trabajos sobre las directrices marco sobre asignación de capacidad de las redes de gas y sus códigos de red correspondientes. Una vez que ACER entró en funcionamiento en marzo de 2011, la CE lanzó una consulta pública con el fin de establecer su lista de prioridades de asuntos a abordar en materia de directrices marco y códigos de red a partir de 2012. A este respecto véase: http://ec.europa.eu/energy/international/consultations/doc/20110410_consultation_document.pdf

red”¹⁹⁷ (“*European network codes*”), y participará en el desarrollo de dichos códigos, emitirá un dictamen motivado sobre los mismos y, finalmente, los remitirá a la Comisión para su posterior aprobación.

Por último, respecto a las tareas relacionadas con los reguladores nacionales, la Agencia es responsable de formular recomendaciones que configuren un marco de cooperación para las autoridades reguladoras nacionales, regionales y comunitarias (incluyendo un posible mecanismo de revisión, caso por caso, de decisiones adoptadas por los reguladores nacionales que vulneren los preceptos establecidos en las nuevas Directivas y Reglamentos de energía), servirá de órgano asesor cuando los reguladores nacionales tengan dudas sobre la aplicación de las disposiciones comunitarias en materia de energía, y decidirá sobre las condiciones de acceso y la seguridad operativa de las infraestructuras transfronterizas de electricidad y gas, así como sobre las exenciones a la normativa general de accesos de terceros a la red y de destino de las rentas de congestión, previa petición conjunta de los reguladores competentes nacionales o cuando los mismos no logren alcanzar un acuerdo.

II.4.2.3. Refuerzo de la independencia de los reguladores energéticos nacionales.

Las nuevas Directivas y Reglamentos comunitarios de energía han dado un paso más en el proceso de creación de reguladores energéticos nacionales independientes, cuyo origen se encuentra en las anteriores Directivas 2003/54/CE y 2003/55/CE. A este respecto, el artículo 35 de la Directiva de electricidad y el artículo 39 de la Directiva de gas obligan a los Estados miembros a crear un único regulador de ámbito nacional, con el fin de garantizar su independencia y su separación jurídica y funcional entre éste y cualquier otra entidad pública o privada (incluyendo los propios gobiernos nacionales).

¹⁹⁷ Los denominados “*códigos de red*” regularán a nivel comunitario, entre otros aspectos, las normas de seguridad y fiabilidad de las redes, normas de conexión a las redes, normas de acceso para terceros, normas de interoperabilidad, procedimientos operativos en casos de emergencia, asignación de capacidad y gestión de congestiones, normas de transparencia, eficiencia energética, etc.

Este requerimiento es particularmente relevante cuando se trata de los órganos de gobierno de los reguladores, estableciéndose un periodo máximo de mandato de 5 a 7 años, renovable por una sola vez.

En el ámbito competencial, los artículos 6 y 7 de las nuevas Directivas de Electricidad y Gas obligan, tanto a los Estados miembros como a los reguladores, a cooperar entre sí con el fin de integrar sus mercados nacionales a uno o más niveles regionales, como primer paso hacia la creación de un Mercado Interior plenamente liberalizado. En concreto, las Directivas encomiendan a los reguladores nacionales la labor de facilitar la cooperación de los gestores de la red de transporte en el nivel regional, fomentar la concordancia de sus marcos legales, reglamentarios y técnicos y facilitar la integración de los sistemas aislados.

Entre otras competencias atribuidas expresamente a los reguladores nacionales¹⁹⁸ se encuentran el establecimiento o aprobación de las tarifas de transporte o distribución (o sus metodologías), velar por que no haya subvenciones cruzadas entre las actividades de suministro, transporte y distribución, controlar los planes de inversión de los gestores de la red de transporte y presentar una evaluación anual de los mismos, supervisar el cumplimiento de la normativa por parte de las empresas energéticas y vigilar la aplicación de las medidas sobre protección del consumidor previstas en el artículo 3 y el Anexo I de las Directivas de electricidad y gas.

Como novedad a destacar en el nuevo paquete energético, se encuentra la atribución a los reguladores nacionales de nuevos poderes que les facilite el ejercicio de las responsabilidades encomendadas. En el ámbito de estos nuevos poderes se encuentra la adopción de decisiones vinculantes para las empresas energéticas, la posibilidad de llevar a cabo investigaciones sobre el funcionamiento de los mercados de electricidad y gas, recabar información de los agentes del mercado necesaria para el desarrollo de sus funciones, imponer sanciones efectivas, disuasivas y proporcionadas a empresas energéticas que incumplan sus obligaciones legales o instruir procedimientos para la resolución de controversias entre otros¹⁹⁹.

¹⁹⁸ A este respecto véanse los artículos 37 de la Directiva de electricidad y 41 de la Directiva de gas.

¹⁹⁹ A este respecto, la CNE elaboró un informe de 22 de julio de 2010 en el que se realizaba un amplio análisis de las implicaciones que la nueva normativa comunitaria en materia de energía y medioambiente

Finalmente, la nueva normativa comunitaria exige que las decisiones de los reguladores estén razonadas y justificadas, sean públicas (si bien preservando la confidencialidad de aquella información comercial considerada de carácter sensible) y susceptibles de apelación ante un organismo independiente, tanto de las partes en conflicto como de los propios gobiernos nacionales²⁰⁰. Y en aras a preservar la transparencia en el funcionamiento de los reguladores nacionales, las nuevas Directivas les obligan a remitir un informe anual sobre el desarrollo de sus actividades y el cumplimiento de sus obligaciones a las autoridades nacionales, la Agencia y la Comisión Europea.

II.4.2.4. Creación de la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad y Gas.

Otro de los grandes objetivos que persigue este *Tercer Paquete* de medidas energéticas es lograr una cooperación eficaz entre los gestores de las redes de transporte de los distintos Estados miembros. Para ello, los nuevos Reglamentos que regulan las condiciones de acceso a las redes de transporte de energía eléctrica y gas natural (Reglamento nº 714/2009 y Reglamento nº 715/2009) prevén el establecimiento de una nueva estructura permanente y centralizada de cooperación compuesta por dos nuevos organismos, ENTSO-E²⁰¹ y ENTSO-G²⁰², que persiguen un doble propósito: cooperar

tendría en el ordenamiento jurídico español y, en particular, en cuanto a la necesidad de transponer las nuevas competencias a atribuir a los organismos reguladores energéticos europeos. A este respecto, véase: http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne94_10.pdf

²⁰⁰ Esta es una de las novedades que introdujo la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible (publicada en el BOE de 5 de marzo de 2011) en su artículo 22, en el que se suprimía el recurso de alzada ante el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio contra las decisiones adoptadas por la Comisión Nacional de Energía, y se sustituía por el recurso ante la jurisdicción contencioso-administrativa.

²⁰¹ Incluso con anterioridad a la propia publicación del Reglamento 714/2009 por el que se crea este nuevo organismo, los operadores del sistema de transporte de electricidad que pertenecían a las distintas asociaciones de transportistas de energía europeos existentes (en total 41 transportistas procedentes de 34 países) firmaron una declaración de intenciones, el 27 de junio de 2008, por la que acordaban, de forma voluntaria, la constitución de la nueva asociación. Finalmente, el 19 de diciembre de 2008 se procedió a la constitución de ENTSO-E y entró plenamente en operación en julio de 2009. Este nuevo ente agrupa a los transportistas de las asociaciones ETSO, UCTE, NORDEL, UKTSOA, BALTSO y ATSOI. Para obtener información adicional sobre el nuevo ente consúltase: <https://www.entsoe.eu>

²⁰² La reunión inaugural de este nuevo organismo tuvo lugar en Bruselas el 1 de diciembre de 2009 y está compuesta por 31 compañías entre las que se encuentran operadores de redes de transporte de gas de 21 países europeos. Para obtener información adicional sobre el nuevo ente consúltase: www.entsog.eu

entre sí para promover la construcción y el funcionamiento del Mercado Interior y mejorar el comercio transfronterizo y asegurar una gestión óptima, un desarrollo adecuado y una operación coordinada de las redes de transporte de energía europeas.

Las tareas asignadas a estos nuevos organismos tienen una relación directa con las competencias atribuidas a la nueva Agencia. Entre sus responsabilidades destacan la elaboración del plan decenal de inversiones no vinculante²⁰³ y los códigos de red²⁰⁴. El hecho de que la Agencia participe en el proceso de elaboración y aprobación de estos instrumentos regulatorios responde a la necesidad de velar, por un lado, por el desarrollo eficiente de la red y la construcción de conexiones regionales necesarias desde el punto de vista comercial o de la seguridad de suministro, y garantizar el acceso transparente y efectivo por parte de cualquier agente a las redes.

Otras tareas asignadas a los nuevos organismos son:

- Promover actividades de I+D relevantes para la industria de los TSO.
- Promover la aceptabilidad pública de las infraestructuras de transporte de electricidad.
- Tomar posiciones en aquellos asuntos que puedan tener un impacto en el desarrollo y la operación del sistema de transporte o el desarrollo del mercado.
- Aumentar la comunicación y consulta a los agentes, así como la transparencia de operaciones de los TSOs.
- Actuar como facilitador de acuerdos multilaterales entre los miembros de la asociación para cooperar en áreas específicas.

²⁰³ La elaboración del plan decenal resulta especialmente relevante en aquellos países que opten por establecer un sistema de separación de actividades basado en el modelo ITO, ya que en caso de que existen incoherencias entre el plan decenal elaborado por ENTSO-E y el elaborado por el Operador del Transporte Independiente del país, la Agencia podrá recomendar que el plan nacional sea modificado e informar oportunamente a la CE.

²⁰⁴ En cuanto a los códigos de red conviene precisar que tales códigos regulan aspectos que afectan a cuestiones transfronterizas, lo cual no impide que los Estados miembros puedan elaborar sus propios códigos que afecten a aspectos regulatorios nacionales. De hecho, la función principal asignada al ENTSO-E es lograr la coordinación y hacer un seguimiento de la eficacia de la red a nivel regional. Estos códigos técnicos tienen por objetivo alcanzar una operación coordinada de los sistemas a fin de mantener la fiabilidad de los mismos y el uso de los recursos existentes de forma eficiente. Asimismo, los códigos de red relativos al mercado tratan de asegurar el acceso no discriminatorio a la red y facilitar una integración del mercado europeo de la electricidad consistente.

ENTSO-E está dirigido por una Asamblea, en la que están representados los TSO, y por un Consejo, compuesto por 12 miembros elegidos por la Asamblea. Por su parte, existe una Secretaría Técnica responsable del trabajo administrativo de la asociación.

Funcionalmente las áreas de trabajo de ENTSO-E se organizan en cuatro Comités. Cada Comité promueve la cooperación profesional entre los TSO en el área específica de responsabilidad, bajo la coordinación de un Presidente que es designado por la Asamblea General de la asociación. En los Comités, cada TSO tiene la potestad de designar a un representante:

- El Comité de Desarrollo del Sistema, cuyo principal objetivo es contribuir a la adecuación del sistema de transporte y a la seguridad en la planificación de la red. Este Comité tiene encomendada la misión de preparar el plan anual de desarrollo de la red para 10 años, incluyendo una visión de la adecuación de la generación. Los objetivos del Comité están enfocados a garantizar la planificación de una red europea apropiada para el buen funcionamiento del mercado de la electricidad.
- El Comité de Operación del Sistema, que debe contribuir a asegurar y mantener un alto nivel de calidad en la operación, fiabilidad y seguridad en el sistema de redes europeas, creando reglas técnicas y estándares relativos a la operación del sistema.
- El Comité de Mercados, cuya misión es facilitar el buen funcionamiento del mercado europeo y contribuir al diseño del mercado y la creación de reglas desde el punto de vista del TSO. A su vez asume la responsabilidad sobre los mecanismos de cobertura de mercado a largo plazo, los mercados de balance, los servicios del sistema, la solución de congestiones en las fronteras, la compensación por tránsitos entre TSO o la integración de las energías renovables en el sistema.
- El Comité de I+D, responsable de asegurar la implementación efectiva y continuada de los requerimientos en materia de I+D que establece el *Tercer Paquete*, el SET Plan y la Iniciativa Industrial Europea de Redes Eléctricas (European Industrial Initiative on the Electricity Grids –EEGI-), que permita el desarrollo adecuado de la red eléctrica europea para poder cumplir con los objetivos medioambientales en condiciones óptimas de seguridad, fiabilidad e interoperabilidad.

La organización se completa con un Grupo Legal y Regulatorio y una serie de grupos de expertos, que tienen un carácter general y da apoyo a todos los demás.

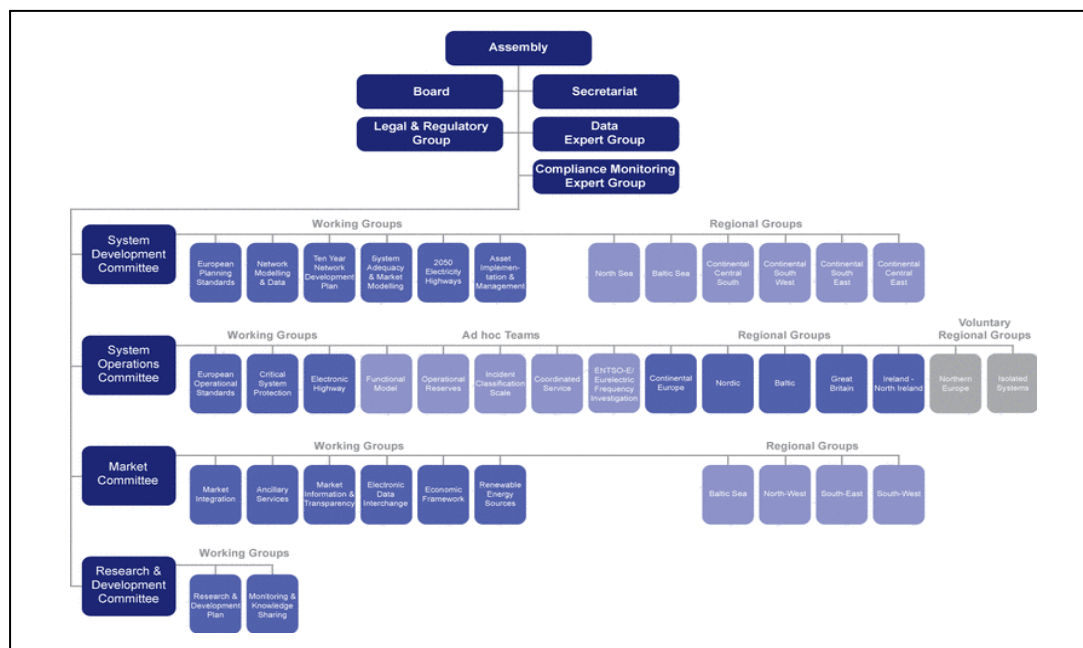


Figura 18. Estructura organizativa de ENTSO-E.

Fuente: [www. https://www.entsoe.eu](https://www.entsoe.eu).

II.4.2.5. Ampliación de las obligaciones de servicio público y la protección a los consumidores.

La apertura del mercado minorista de electricidad ha sido otro de los objetivos perseguidos en el *Tercer Paquete*. Los informes elaborados por la Comisión Europea sobre el progreso del Mercado Interior de la Energía habían constatado que el cambio de suministrador por parte de los clientes seguía siendo limitado en la mayor parte de los Estados miembros, y que los casos de elección de un nuevo suministrador procedente de otro país resultaban prácticamente anecdóticos. A pesar de que la Directiva de Electricidad nº 2003/54/EC establecía que todos los consumidores debían tener libertad para elegir su propio suministrador a partir del 1 de julio de 2007, en la práctica no se habían implantado los mecanismos legales necesarios para asegurar este derecho de los consumidores, por lo que los beneficios del Mercado Interior de la Energía no podían llegar a todos los ciudadanos.

Por otro lado, la Comisión también había llamado la atención sobre la falta de información relativa a las obligaciones de servicio público, especialmente en lo que se refiere a las tarifas reguladas, así como del consumo de electricidad y sus costes, lo cual impedía la participación activa de la demanda en la reducción de las emisiones de CO₂ y en el aumento de la eficiencia energética.

Con estas premisas, el Consejo Europeo de Primavera de 2007 abogó por una mejora de la protección a los consumidores finales, cuestión que, junto con la ampliación de las obligaciones de servicio público y ciertas medidas de aumento de la información a los consumidores finales, fue recogida en los textos acordados dentro del *Tercer Paquete*. Conforme a dichos textos, la Directiva de Electricidad mantiene la potestad de los Estados miembros para imponer a las empresas eléctricas, en aras del interés económico general, obligaciones de servicio público. Estas obligaciones podrán referirse, tal y como establecía la anterior Directiva, a la seguridad, regularidad, calidad y precio del suministro y protección del medio ambiente y del clima, añadiéndose ahora la posibilidad de establecer obligaciones de servicio público en relación con la energía procedente de fuentes de energía renovables. Todo ello, en línea con los compromisos de la UE en materia de sostenibilidad y lucha contra el cambio climático, materializados en los objetivos vinculantes impuestos en el “*Green Package*”.

Por último, aunque no menos importante, la Comisión ya destacó la necesidad de prestar particular atención a los derechos de los consumidores, velando especialmente por la protección de los derechos de los clientes más vulnerables.

En este sentido, la CE presentó el 5 de julio de 2007 su Comunicación “*Hacia una Carta Europea de Derechos de los Consumidores de Energía*”²⁰⁵, que incluía medidas para combatir la “*pobreza energética*”²⁰⁶, así como información destinada a permitir a los

²⁰⁵ COM (2007) 386 final de 5 de julio de 2007. Otros documentos publicados en la misma fecha por la CE sobre la plena elegibilidad y la protección del consumidor son: “*Towards a European Energy Consumers’ Charter: protecting the consumers’ right to choose*” (MEMO/0278); y “*Questions on the opening of the energy markets and the Charter*” (MEMO/0279).

²⁰⁶ En términos del propio Parlamento Europeo, la “*pobreza energética*” se ha conceptualizado como la situación en la que un consumidor doméstico no puede permitirse calentar su casa hasta unos estándares aceptables, basados en los niveles recomendados por la Organización Mundial de la Salud (OMS). A este respecto, véase: Resolución legislativa del Parlamento Europeo, de 9 de julio de 2008, sobre la propuesta de

consumidores elegir entre los proveedores y entre las opciones de suministro, y medidas para reducir los trámites burocráticos al cambiar de proveedor energético y proteger a los ciudadanos frente a las prácticas comerciales desleales.

Posteriormente, en octubre de 2008, la CE puso en marcha el Foro de los Ciudadanos y la Energía (conocido como “Foro de Londres”)²⁰⁷, que sirve de plataforma para velar por los derechos de los consumidores en el mercado energético y cuyo objetivo es la implementación de mercados minoristas competitivos, eficientes y justos para los consumidores. El primer Foro de Londres se celebró en el año 2008 y, desde entonces, se ha venido manteniendo una reunión anual. La composición y funcionamiento del Foro de Londres es similar al del Foro de Florencia (para la electricidad) y el Foro de Madrid (para el gas natural), por lo que en el mismo se encuentra representados la CE, los reguladores nacionales de energía, los Estados miembros, las asociaciones de la industria de energía y las asociaciones de consumidores (como BEUC).

En las sucesivas ediciones del Foro de Londres se han abordado cuestiones relacionadas con las provisiones que, en materia de protección al consumidor, recoge el nuevo texto de la Directiva, no sólo en lo relacionado con el cambio de suministrador, sino también en áreas como la protección de los consumidores “*vulnerables*” o la participación activa de la demanda en el mercado de electricidad.

Las nuevas disposiciones sobre el cambio de suministrador pretenden agilizar y facilitar este derecho de los consumidores, de tal forma que la posibilidad de cambio sea real y efectiva²⁰⁸.

Directiva por la que se modifica la Directiva 2003/55/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural (COM (2007) 0529 – C6-0317/2007 – 2007/0196 (COD)).

²⁰⁷ Para obtener información adicional sobre la marcha de los trabajos que se realizan en este foro consúltese: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/forum_citizen_energy_en.htm.

²⁰⁸ Entre otras medidas, se fija un límite de tres semanas para que un cliente, respetando las condiciones contractuales, cambie de comercializador. Asimismo, los consumidores tendrán derecho a recibir la liquidación de sus facturas una vez hayan cambiado de suministrador en menos de seis semanas. A este respecto, a fecha de octubre de 2011 se encuentra en fase de elaboración y de consulta pública por parte del CEER el documento denominado “*Diseño del Mercado Minorista, con atención a los procesos de facturación y cambio de suministrador*” (GGP on Customer Complaint Handling, Reporting and Classification. Ref: E10-CEM-33-05), el cual se espera que clarifique las relaciones entre consumidor, comercializador y distribuidor dado que la regulación europea no define con claridad cuál es el reparto de responsabilidades entre comercializadores y distribuidores respecto a los consumidores. Este documento presenta nueve recomendaciones sobre el cambio de suministrador, entre las que destaca que ni el distribuidor ni el antiguo comercializador pueden bloquear el proceso de cambio de suministrador.

Además, la nueva Directiva de Electricidad establece que deberá crearse un “*defensor del pueblo para la energía*” o un “*órgano de los consumidores*” en cada país, cuya función será tramitar las reclamaciones y la solución extrajudicial de conflictos²⁰⁹. Esta figura trata de agilizar los procedimientos largos y complejos que, como consecuencia del modelo de descentralización administrativa, se encuentran los consumidores en algunos Estados miembros a la hora de plantear una queja o reclamación contra su compañía de suministro de energía²¹⁰.

En concreto, en el caso español las competencias en materia de consumo se encuentran transferidas a las Comunidades Autónomas, lo cual dificulta la posibilidad de implantar un procedimiento armonizado para la tramitación de tales quejas a nivel nacional²¹¹. En este sentido, las nuevas Directivas obligan a los Estados miembros a crear puntos de contacto únicos²¹² para ofrecer a los consumidores toda la información necesaria relativa a sus derechos, a la legislación en vigor y a las vías de solución de conflictos de que disponen en caso de litigio²¹³.

Por otro lado, la nueva Directiva de Electricidad incluye disposiciones dirigidas a garantizar el suministro a los “*clientes vulnerables*”, cuya definición será competencia de

²⁰⁹ A estos efectos, véase la propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo sobre mecanismos alternativos para la resolución de controversias de consumidores, y que modifica el Reglamento 2006/2004 y la Directiva 2009/22. Ref. 2011/0373, COM (2011) 793 final, Brussels, 29.11.2011.

²¹⁰ A este respecto, véase: DG SANCO, “*Draft Energy Report on Alternative Dispute Resolution*”, July 2011.

²¹¹ Mediante el Real Decreto 1011/2009, de 19 de junio, se definieron las funciones asignadas a la Oficina de Cambio de Suministrador (OCSUM), que había sido creada por la Ley 17/2007, de 4 de julio. Este organismo se encarga de ofrecer a los consumidores información sobre los requisitos y plazos legales para proceder al cambio de suministrador, así como una relación de los posibles comercializadores con los que se puede contratar el suministro de luz y gas. Sin embargo, el ordenamiento jurídico español deberá dar un paso más para poder cumplir con lo establecido por las nuevas Directivas en materia de resolución de conflictos y tramitación de quejas por parte de los consumidores.

²¹² En términos de la Directiva: “*Single contact points*”.

²¹³ A lo largo de 2010, el CEER llevó a cabo un análisis comparativo sobre las funciones atribuidas (tareas y responsabilidades) a los reguladores energéticos nacionales en relación con los temas que afectan a los consumidores y medidas de protección al consumidor. El objetivo del análisis era mostrar la situación existente en esta materia antes de la entrada en vigor del *Tercer Paquete* de la energía. Las principales competencias analizadas fueron la tramitación de quejas y reclamaciones por parte de los consumidores, la protección de consumidores vulnerables, la eficiencia energética y la información a los consumidores. En el estudio se puso de manifiesto la importante divergencia existente en el ámbito de la UE en relación con las competencias de los distintos reguladores nacionales sobre estos temas. A este respecto, véase: CEER “*Benchmarking Report on the roles and responsibilities of NRAs in customer empowerment and protection as of 1st January 2011*”, September 2011, Ref. C11-CEM-46-03.

cada Estado Miembro. Para asegurar el suministro a estos clientes – o bien para apoyar medidas de eficiencia energética– cada país podrá adoptar medidas en el marco de las prestaciones a la Seguridad Social, o incluso llevar a cabo planes nacionales de acción en materia de energía. El objetivo es atajar la pobreza energética donde se haya constatado, sin que ello impida la apertura efectiva del mercado.

Finalmente, con el objetivo de permitir la participación activa de los consumidores en el mercado de suministro de electricidad, se establece la obligación de utilizar contadores inteligentes (“*smart metering*”) cuando la evaluación económica del uso de tales dispositivos resulte positiva. En tales casos, al menos un 80 % de los consumidores deberán tener instalados dichos contadores en 2020.

II.4.3. La seguridad de suministro y la solidaridad entre los Estados miembros como pilares de la Política Energética Exterior de la UE.

Para finalizar este análisis de los pilares sobre los que se fundamenta la nueva estrategia comunitaria para crear una verdadera Política Energética común habría que hacer mención al tercer objetivo, esto es, el de garantizar la seguridad de los suministros sobre la base del principio de solidaridad de los Estados miembros.

Este objetivo se encuentra intrínsecamente vinculado a la necesidad de diseñar una Política Energética internacional en la que la UE se exprese con unanimidad. Según palabras de la propia CE, la Unión Europea no puede cumplir sus objetivos en materia de energía y cambio climático por sí sola, sino que necesita trabajar conjuntamente con los países desarrollados y subdesarrollados, y con los países consumidores y productores de energía. Para ello, es necesario desarrollar mecanismos de solidaridad eficaces para gestionar cualquier crisis de suministro energético, y desarrollar activamente una Política Energética Exterior común a fin de hablar cada vez más “*con una sola voz*” con los terceros países, y fomentar el establecimiento de vínculos efectivos con aquellos países proveedores de energía, basados en la transparencia, previsibilidad y reciprocidad.

Desde la publicación en marzo de 2006 del Libro Verde sobre una Estrategia Europea para una Energía Sostenible, Competitiva y Segura²¹⁴, la CE ha seguido avanzando hacia la definición de una Política Energética Exterior coherente, tal y como puso de manifiesto la creación de la red de coordinadores de seguridad en materia de energía. En este sentido, la CE ha ido proponiendo una serie de medidas concretas para reforzar los acuerdos internacionales (entre los que figura el Tratado sobre la Carta de la Energía y el régimen climático posterior a Kioto, entre otros), ampliar el sistema de intercambios de derechos de emisión a otros socios mundiales, y seguir extendiendo los acuerdos bilaterales a terceros países, con el fin de que los asuntos energéticos estén presentes en todas las relaciones exteriores de la UE y, especialmente, en el contexto de la Política Europea de Vecindad.

Por su parte, el Consejo Europeo, en su sesión de 13 y 14 de marzo de 2008, reiteró la importancia de que la UE y sus Estados miembros hablen al unísono en cuestiones energéticas con países terceros.

Con este objetivo, con fecha 13 de noviembre de 2008 la Comisión presentó el paquete de medidas que conforman la *segunda Revisión Estratégica del Sector de la Energía*, en el que se incluye el “*Plan de actuación de la Unión Europea en pro de la seguridad y la solidaridad en el sector de la energía*”²¹⁵. Este plan de actuación tiene como objetivos prioritarios las siguientes áreas:

- Desarrollar las infraestructuras energéticas necesarias para garantizar la seguridad energética y fomentar la diversificación de las fuentes de abastecimiento de energía. Entre las infraestructuras prioritarias destacan:
 - la construcción del “Corredor Meridional” de gas para facilitar el suministro del gas procedente del Caspio y Oriente Medio;
 - garantizar la disponibilidad para todos los Estados miembros de abastecimiento de GNL, bien a través de la construcción de terminales de

²¹⁴ COM (2006) 105, marzo de 2006.

²¹⁵ COM (2008) 781 final.

almacenamiento en su propio territorio, bien a través de mecanismos de solidaridad entre los Estados miembros. Estos mecanismos de solidaridad se pueden articular mediante la construcción de instalaciones de licuefacción en los países productores, terminales de almacenamiento de GNL y equipos de regasificación a bordo de buques metaneros²¹⁶;

- las infraestructuras básicas que son necesarias para garantizar la interconexión efectiva de la región báltica con el resto de la UE (BEMIP) y lograr un abastecimiento de energía seguro y diversificado para la región;
 - el desarrollo de las infraestructuras prioritarias acordadas en la Reunión Ministerial Euro-Mediterránea sobre energía de diciembre de 2007, y el Plan Solar Mediterráneo, adoptado en París en julio de 2008, para la creación de un “*anillo de energía mediterráneo*” que enlace Europa y el Mediterráneo meridional mediante interconexiones de electricidad y gas;
 - la publicación por la nueva Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad y Gas (ENTSO-E y ENTSO-G) de un plan periódico de las infraestructuras de interconexión europeas que quedan por establecer para completar las interconexiones de gas Norte-Sur y de electricidad en Europa Central y Sudoriental, en el que se prioriza a la creación del “*anillo de gas*” de la Comunidad de la Energía, las interconexiones prioritarias establecidas en la reunión ministerial de la Comunidad de la Energía en diciembre de 2007, y el oleoducto paneuropeo.
- Asumir un mayor protagonismo en las relaciones exteriores en el sector de la energía, con el fin de incrementar la influencia colectiva que la UE ejerce en los países proveedores de energía y proponer nuevos tipos de asociación con los países productores y de tránsito.
- Mejorar el régimen de las reservas de petróleo y gas y los mecanismos de respuesta de los Estados miembros en casos de crisis energéticas, con el fin de que sus

²¹⁶ Estas infraestructuras resultan de vital importancia para aquellos Estados miembros cuyo suministro de gas depende de unos pocos países proveedores de gas, los cuales deberán promover un suministro más diversificado de sus países importadores.

mecanismos internos de respuesta a las crisis y sus normas de seguridad sean lo más eficaces posible.

- Aumentar la eficiencia energética a través de la puesta en marcha de planes de acción dirigidos a mejorar el rendimiento y promover el ahorro energético, en particular en relación con los edificios, aparatos eléctricos o en el sector transporte (potenciando, entre otros, el uso de automóviles que funcionen con electricidad, hidrógeno o combustibles alternativos), reducir la dependencia de los combustibles fósiles y las importaciones, promover el desarrollo sostenible y mejorar la innovación tecnológica y la competitividad de la industria europea.
- Lograr un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos propios de la UE mediante el desarrollo de las energías renovables, el fomento de la innovación tecnológica aplicable a la industria energética²¹⁷ y la extracción sostenible de reservas endógenas de petróleo y gas (incluidas las no convencionales) así como otros combustibles que se obtienen a escala nacional en algunas zonas de la UE tales como el esquisto bituminoso y la turba.

Esta *segunda Revisión Estratégica* obtuvo el respaldo del Consejo Europeo en su sesión de primavera, celebrada durante los días 19 y 20 de marzo de 2009²¹⁸, y en la que se encargó a la CE su desarrollo, de forma monográfica, durante el periodo 2009-2010.

Así, la intención de la CE era sentar las bases de un nuevo plan de actuación del sector energético comunitario para 2020, que incluyera unos objetivos para 2050 basados en reducir el carbono en el abastecimiento de electricidad de la UE, poner fin a la dependencia del petróleo en el sector del transporte, construir edificios que no sólo consuman menos energía sino que también la produzcan, crear una red eléctrica interconectada e inteligente, y promover un sistema energético de elevada eficiencia y con baja emisión de carbono en todo el mundo, entre otros²¹⁹.

²¹⁷ Tales como el desarrollo de tecnologías energéticas con baja emisión de carbono y sistemas de captura y almacenamiento de carbono para la producción limpia de energía procedente de combustibles fósiles.

²¹⁸ Las conclusiones del citado Consejo se pueden consultar en:
http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/es/ec/106815.pdf.

Por su parte, el Consejo hizo especial hincapié en la necesidad de desarrollar las infraestructuras e interconexiones energéticas consideradas prioritarias en esta *segunda Revisión Estratégica*, realizar un uso más eficiente de los recursos energéticos propios, revisar la legislación sobre la seguridad del suministro de gas que permita establecer mecanismos adecuados de respuesta ante situaciones de crisis energéticas así como el Plan de acción para la eficiencia energética de la CE, alcanzar un acuerdo conjunto entre el Consejo y el Parlamento Europeo sobre las medidas para la consecución del Mercado Interior de la Energía y elaborar una acción concreta en las relaciones energéticas exteriores de la UE para diversificar las fuentes, los combustibles y las rutas de suministro energético.

Esta *segunda Revisión Estratégica* ha comenzado a materializarse en varias iniciativas comunitarias y acuerdos de modificación de la normativa vigente. A este respecto, merecen especial atención la aprobación de la nueva Directiva comunitaria por la que se obliga a los Estados miembros a mantener unas reservas mínimas de petróleo, la modificación de la normativa comunitaria en materia de seguridad de suministro de gas y la iniciativa de la CE de aprobar un nuevo Reglamento de los proyectos de inversión en infraestructuras energéticas en la Comunidad Europea. Estos y otros textos normativos serán analizados en profundidad en el siguiente capítulo de la presente tesis y, en concreto, en el apartado dedicado de manera monográfica a la regulación de la seguridad energética en el Derecho Comunitario derivado.

II.4.4. Primeros pasos hacia la construcción de una Política Energética Exterior comunitaria.

Según se puso de manifiesto en el epígrafe anterior, las instituciones comunitarias y, en particular, la Comisión Europea, también se han preocupado por la dimensión externa de la seguridad energética, si bien esta preocupación no se ha traducido, por el momento, en una normativa comunitaria de carácter vinculante que aborde esta problemática de un modo coherente y global. Más bien, estas directrices se han recogido en documentos de

²¹⁹ A este respecto véase la Comunicación de la CE al Parlamento, al Consejo, al Comité Económico y Social y al Comité de las Regiones, “*Energía 2020: una estrategia para la competitividad, sostenibilidad y seguridad energética*”, de 10 de noviembre de 2010 (Ref. COM/2010/0639 final).

trabajo dispersos en los que se hace hincapié en el incremento constante de la dependencia energética externa de la UE, y en la necesidad de elaborar una estrategia de seguridad del abastecimiento energético destinada a reducir los riesgos de esta situación de dependencia externa.

Nos referimos principalmente al *Libro Verde* de la Comisión, de 29 de noviembre de 2000, “*Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético*”²²⁰, la Comunicación de la Comisión de 26 de junio de 2002 en el que se presenta el informe final sobre el mismo²²¹), a la antes mencionada Comunicación de la Comisión, de 11 de septiembre de 2002, sobre “*Mercado Interior de la Energía: medidas coordinadas en materia de seguridad del abastecimiento energético*”²²² y al *Libro Verde* de la Comisión, de 8 de marzo de 2006, “*Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura*”²²³.

II.4.4.1. El Libro Verde “*Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético*”, de 29 de noviembre de 2000.

Según algunos analistas, la importancia de este documento radica no tanto en su valor jurídico, en cuanto al establecimiento de obligaciones a los Estados miembros en materia de seguridad energética, sino, más bien, en el debate que generó su contenido.

En este documento, la CE realizaba una serie de recomendaciones para evitar que la inminente ampliación a los países del Este pusiera en peligro la seguridad de suministro de la UE, y ponía de manifiesto la escasa capacidad de actuación por parte de los Estados miembros ante la oferta de energía existente. Ante esta situación, tanto la Comunidad como los Estados miembros acordaron que era necesario elaborar una estrategia de seguridad del abastecimiento energético destinada a reducir los riesgos de la dependencia

²²⁰ COM (2000) 769 final.

²²¹ Comunicación de la Comisión, de 26 de junio de 2002, al Consejo y al Parlamento Europeo en el que se presenta el informe final sobre el Libro Verde de la Comisión, de 29 de noviembre de 2000, “*Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético*” [COM (2002) 321 final].

²²² COM (2002) 488 final.

²²³ COM (2006) 105 final.

energética externa de la UE. Además, llegaron a la conclusión de que la definición de esta estrategia debía de ser complementaria a la búsqueda de soluciones a los problemas ecológicos (con gran influencia en la elección de las fuentes de energía) y a la realización del Mercado Interior de la Energía.

No obstante, los antecedentes de esta preocupación por la Política Energética de la Unión en general, y por el contexto externo de la seguridad energética en particular, se remontan a la publicación del *“Libro Blanco: Una política energética para la Unión Europea”*²²⁴ en 1995. Según expone la CE en este *Libro Blanco*, la Política Energética debe integrarse en los objetivos generales de la política económica de la Comunidad, tales como la integración de mercados, la desregulación, la limitación de la intervención pública a lo estrictamente necesario para la salvaguardia del interés y el bienestar públicos, el desarrollo sostenible, la protección del consumidor y la cohesión económica y social. Además, junto a estos objetivos generales, la Política Energética debe perseguir objetivos específicos con el fin de armonizar, dentro del sector de la energía, la competitividad, la seguridad del suministro y la protección del medio ambiente.

En cuanto a la dimensión exterior de las relaciones energéticas de la Unión, este documento destaca la necesidad de establecer unas relaciones firmes de cooperación con terceros países y, para ello, apela a la utilización de los fondos comunitarios y a la firma de acuerdos bilaterales y multilaterales que contribuyan a diseñar unas líneas de actuación coherentes con los principales socios energéticos de la UE. Según se afirma en este documento: *“la UE ya dispone de esta plataforma para el diálogo, la cual debe ser empleada para implementar estas líneas de actuación coherentes teniendo en cuenta que el sector energético, por su carácter estratégico, debe tender al establecimiento de un marco seguro para las inversiones, al fomento de la transferencia tecnológica y a la desarrollo de la cooperación”*.

Por otro lado, la CE llama la atención sobre la necesidad de gestionar de un modo eficiente la dependencia energética del exterior y, para ello, señala que entre las competencias de la Comunidad en el ámbito de las relaciones energéticas internacionales se encuentra *“el establecimiento de las condiciones de acceso a los productos energéticos en el mercado comunitario (en el ámbito de sus competencias comerciales), el acceso de*

²²⁴ Ref. COM (95) 682 final.

las compañías energéticas a los mercados de terceros países y la organización del diálogo, asistencia, cooperación y ayuda en situaciones de emergencia”²²⁵. En este sentido, se apela a la oportunidad de ampliar estas competencias comunitarias en Política Energética Exterior, en aras a fortalecer el papel de la Comunidad en la gestión de la seguridad del suministro de energía comunitaria.

Posteriormente, el *“Libro Verde: Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético”*, publicado por la CE el 29 de noviembre de 2000, volvía a hacer hincapié en la necesidad de garantizar la disponibilidad física y constante de los productos energéticos a un precio asequible para todos los consumidores, velar por la protección del medioambiente y el desarrollo sostenible, y reducir los riesgos que implica la alta dependencia energética del exterior. Para lograr estos objetivos, la CE proponía la puesta en marcha de una serie de mecanismos tales como un mayor control del crecimiento de la demanda energética, un análisis de la contribución a medio plazo de la energía nuclear en el *mix* energético europeo y el establecimiento de un dispositivo reforzado de reservas estratégicas, así como de nuevas rutas de importación de hidrocarburos. A este respecto, la propia CE reconocía que *“la Unión Europea es tributaria de su situación geográfica y de la evolución de las condiciones mundiales de la demanda y la oferta de energía”* y advertía que el aumento de la dependencia energética exterior y la distancia de los recursos van a incrementar la importancia del transporte y el tránsito de la energía hacia Europa, *“el cual se verá especialmente afectado por la aparición en la escena internacional de los nuevos Estados independientes tras la descomposición de la Unión Soviética”*.

En cuanto al papel que juega la UE en el contexto internacional, la CE reconoce el papel de la Comunidad en el mercado energético internacional, si bien admite que la misma adolece de la falta de competencia y cohesión necesarias en el ámbito energético comunitario y, por tanto, carece de bazas de negociación y de medios de presión. Y, en este sentido, el documento concluía que *“mientras la Unión Europea no disponga de instrumentos que le permitan reducir la presión ejercida por el mercado internacional, esta situación seguirá siendo el talón de Aquiles de la economía europea, y sus posibilidades de influir adecuadamente en el diálogo a escala mundial serán reducidas”*.

²²⁵ Traducción propia. Para más información, véase: *“White Paper: An Energy Policy for the European Union”*. COM (95) 682 final, 13 diciembre 1995, par. 90.

Para la CE, los instrumentos comunitarios resultan insuficientes ante las tensiones del mercado de productos energéticos y reconoce que el margen de maniobra actual de la Unión Europea, en caso de alza de los precios del petróleo superior a lo razonable, es extremadamente limitado dada su falta de capacidad para canalizar estas reservas energéticas. Y estos factores de riesgo externos (cuantitativos, de precio, de inversiones y geopolíticos) demuestran que la mejor garantía de seguridad del abastecimiento es preservar la diversidad de energías y fuentes de abastecimiento²²⁶.

Con el fin de paliar esta situación, y en aras a garantizar un abastecimiento energético externo seguro, la CE realizaba, entre otras, las siguientes recomendaciones:

- Organizar un diálogo permanente con los países productores que permita introducir la máxima transparencia posible en el mercado, y contribuir a la fijación de precios estables. Según la CE, este diálogo ha de tender a mejorar los mecanismos de formación de los precios, la celebración de acuerdos preferenciales y el uso de las existencias de reserva en interés mutuo.
- Asegurarse una red de abastecimiento que ofrezca garantías de seguridad. Para ello, es necesario diversificar las fuentes geográficas de abastecimiento mediante la construcción de nuevos oleoductos y gasoductos que permitan importar hidrocarburos de la cuenca del Mar Caspio y del sur del Mediterráneo. Y respecto a las importaciones de electricidad, se debe mejorar la interconexión entre los Estados miembros y entre la Unión y los países candidatos y Rusia, para lo cual es necesario suprimir los cuellos de botella existentes mediante la construcción de las infraestructuras necesarias.
- Agilizar las negociaciones necesarias que conduzcan a la aplicación de las disposiciones de la Carta de la Energía, y del Protocolo relativo al tránsito a los países candidatos y a los nuevos Estados independientes.

²²⁶ A fin de limitar los riesgos derivados de la situación de dependencia energética, algunos Estados miembros decidieron poner en marcha infraestructuras de almacenamiento o constituyeron reservas estratégicas de algunos productos energéticos. Así, en los Países Bajos se adoptó una política de explotación responsable de las pequeñas reservas de gas natural que permitiera preservar las posibilidades de una explotación más intensa de las reservas de gas de Groninga, unido a un incremento de los proyectos de exploración de gas natural en el Mar del Norte.

II.4.4.2. El Libro Verde de la Comisión, de 8 de marzo de 2006, “Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura” y el respaldo político de otras instituciones comunitarias.

Con carácter previo a la publicación de este *Libro Verde*, en el que se aborda por primera vez la problemática de la seguridad del suministro en conexión con la competitividad y la sostenibilidad ambiental, la CE publicó dos Comunicaciones que merecen especial mención por su carácter innovador en el ámbito de la seguridad energética externa de la UE. Nos referimos, por un lado, a la Comunicación de la Comisión, de 11 de septiembre de 2002, “*Mercado Interior de la Energía: medidas coordinadas en materia de seguridad del abastecimiento energético*”²²⁷ y, por otro lado, a la Comunicación de la Comisión, de 13 de mayo de 2003, “*Desarrollo de una Política Energética para la Unión Europea Ampliada y sus Vecinos y Países Asociados*”²²⁸.

En la primera de ellas, la CE reiteraba, una vez más, la preocupante situación de dependencia energética exterior de la Unión Europea si bien, por primera vez, hacía alusión a la cuestión de la inestabilidad política de los países productores de energía. A este respecto, la CE considera que esta cuestión de la **inestabilidad política** se encuentra intrínsecamente relacionada con la estabilidad de los precios energéticos, dado que cuanto más inestable se muestra un país, más incertidumbre se genera en los precios de la energía que exporta, ya que el sector energético se muestra especialmente sensible a cualquier movimiento especulador o factor geopolítico que pueda acontecer en su entorno²²⁹. Asimismo, en esta Comunicación, la CE afirmaba que esta volatilidad de los precios de la energía tiene importantes repercusiones en el crecimiento económico del país productor, ya

²²⁷ COM (2002) 488 Final.

²²⁸ COM (2003) 262 Final.

²²⁹ En este sentido, la CE afirmaba literalmente que “los riesgos vinculados a esta enorme dependencia estructural de la Unión de energías fósiles importadas son aún mayores cuando se piensa en la inestabilidad política que reina en numerosos países productores. Ha podido comprobarse en sucesivas ocasiones que los acontecimientos del Oriente Próximo o determinadas crisis políticas que en ocasiones ha desestabilizado el poder político imperante en países productores, pueden someter el mercado energético a fuertes presiones. **Estas presiones llevan, si no a una ruptura física del suministro, sí al menos a fuertes oscilaciones de los precios petrolíferos que inciden inevitablemente en el crecimiento económico de los países consumidores.** Es importante tener en cuenta que lo importante cuando se trata de una economía mundializada es, no tanto maximizar la autonomía energética o minimizar la dependencia, sino tener en cuenta los riesgos inherentes que se derivan de tal dependencia cuando alcanzan niveles preocupantes”.

que al incrementarse el precio de la energía se reduce el crecimiento económico del país y, por ende, la cohesión social y económica del mismo²³⁰.

Por tanto, en este documento la CE apela al establecimiento de un marco comunitario en materia de seguridad energética, sustentado en el principio de solidaridad entre los Estados miembros, que permita adoptar una respuesta coordinada que favorezca la seguridad y prevención de situaciones de crisis energéticas y establecer un diálogo permanente entre países productores y consumidores de energía, que contribuya a garantizar una mayor estabilidad en el suministro, mejorar el mecanismo de precios y celebrar acuerdos de suministros satisfactorios²³¹.

En cuanto a la Comunicación de la CE de 2003 sobre la Política Energética comunitaria y la ampliación a países vecinos, la CE abordaba la cuestión de la seguridad energética desde la perspectiva de la **mutua interdependencia** entre países productores y consumidores de energía, y proponía extender los principios del Mercado Interior a países vecinos de la UE que, al mismo tiempo, son sus principales socios energéticos (fundamentalmente Rusia y Argelia). Así, la CE afirmaba que era imprescindible involucrar a los países socios y vecinos para *“hacer frente a las dificultades de una*

²³⁰ A este respecto, la CE reconocía que: *“la inestabilidad de los suministros energéticos, tanto si está vinculada a la volatilidad de los precios como si se deriva de las relaciones con los países proveedores o de cualquier otro acontecimiento fortuito, puede ser **fuentes de ruptura social**. Esta ruptura puede dar lugar a reivindicaciones sociales, reacciones corporativistas, o incluso conflictos. Hay que recordar que los dos primeros choques petrolíferos contribuyeron a un fuerte aumento del desempleo. En este contexto, sería inútil querer construir un mercado interior sobre la base de un acuerdo entre los agentes económicos, cuyo objetivo fuera el de aumentar el rendimiento de la economía europea, si este mercado no se basa en unos principios que garanticen la cohesión social.”*

²³¹ En palabras de la CE, esto se traduce en cuatro objetivos concretos:

- *“Promover la solidaridad entre los Estados miembros de la Unión Europea en caso de crisis energética mediante medidas y mecanismos definidos de antemano, que garanticen una acción coordinada;*
- *Gestionar la seguridad de los suministros, instaurando unos mecanismos adecuados que permitan controlar una situación de ruptura física de los suministros energéticos;*
- *Gestionar la fiabilidad de los suministros e infraestructuras, estableciendo medidas de fomento de la fiabilidad que garanticen un máximo de certidumbre de los flujos de suministro procedentes de los países productores;*
- *Promover, en consulta con los países productores, la estabilidad de los mercados, estableciendo posibles medidas de reacción cuando los mercados prevean una ruptura física del suministro con el fin de restablecer su buen funcionamiento”.*

Sobre este último aspecto, la CE mencionaba expresamente la necesidad de fomentar el diálogo con Noruega, los países del Mar Caspio, los países euro-mediterráneos, Oriente Próximo y la OPEP; no obstante, la Comunicación no proponía ninguna fórmula sobre el modo de articular esta relación con los países productores.

creciente dependencia energética del exterior, resolver los problemas de infraestructuras a nivel regional, diversificar el ámbito geográfico y tecnológico de sus fuentes de energía y ampliar las bases del comercio de energía en el continente europeo y sus continentes aledaños”²³². En particular, la CE destacaba la importancia de establecer tres mecanismos de cooperación energética con países vecinos: el diálogo energético entre la Unión Europea y Rusia, el Foro Euro-mediterráneo de la Energía y el Mercado regional de la energía para el Sudeste de Europa (SEE-REM)²³³. Y, en relación a los mismos, la CE proponía utilizar las sinergias derivadas de estos tres mecanismos de cooperación para lograr la incorporación de los países vecinos de la Unión Europea a un verdadero Mercado Interior integrado y sin barreras del gas y de la electricidad.

Por último, la publicación de este *Libro Verde* estuvo también precedida por una Resolución del Parlamento Europeo de 31 de enero de 2006 sobre la seguridad del suministro de energía en la Unión Europea²³⁴.

En dicha Resolución el Parlamento recordaba que la UE depende de los países del Oriente Próximo para el 31% de sus importaciones de petróleo, de Rusia para el 31,5% de sus importaciones de gas y el 29% de sus importaciones de petróleo y de Argelia para el 12,4% de sus importaciones de gas. Y, en este sentido, el Parlamento apelaba a la importancia de mantener buenas relaciones políticas con los países asociados de la UE que son sus principales proveedores de energía. En este sentido, el PE se mostraba a favor de la iniciativa presentada por la Comisión en relación con Rusia y pedía la urgente ratificación de la Carta de la Energía²³⁵.

²³² Entre los objetivos que persigue esta política comunitaria en cuanto a definir las relaciones energéticas que ha de mantener la Unión Europea ampliada con sus países vecinos y principales socios geográficos se encuentran:

- reforzar la seguridad del abastecimiento de energía del continente europeo;
- consolidar el mercado interior de la energía de la Unión Europea ampliada;
- apoyar la modernización de los sistemas energéticos en nuestros países asociados;
- facilitar la realización de nuevos proyectos de grandes infraestructuras energéticas.

²³³ Aunque la UE ha establecido mecanismos de cooperación preferentes con estas regiones, no hay que olvidar la importancia estratégica desde el punto de vista energético de otros países como Bielorrusia, Ucrania, Kazajistán y Azerbaiyán, con los cuales mantiene reuniones de expertos para definir las perspectivas y condiciones que han de darse para lograr una mayor participación de estos países en el Mercado Interior del gas de la UE. Estas reuniones se articulan a través del Grupo de Expertos de Seguridad Energética que se reúne bajo el paraguas institucional de la Asociación Meridional (“*Eastern Partnership*”).

²³⁴ Ref. PE 368.021 v02-00.

Hard coal									
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Russia	7.9	9.8	11.4	12.6	17.6	21.2	22.5	22.6	23.7
South Africa	21.2	23.2	26.8	27.1	23.4	22.7	21.5	18.5	15.3
United States	10.8	9.5	7.0	6.0	6.7	6.9	7.0	8.4	12.8
Colombia	12.3	10.7	10.6	10.9	10.7	10.6	10.6	11.7	11.1
Australia	15.1	13.9	14.6	14.7	13.4	11.9	11.0	12.0	10.8
Indonesia	4.8	4.8	5.7	6.1	6.1	6.5	8.5	7.1	6.7
Canada	3.4	3.3	2.7	1.8	1.9	2.9	2.5	2.9	2.4
Ukraine	1.1	1.4	1.7	1.1	1.9	1.8	1.3	1.5	1.9
Venezuela	1.8	1.4	1.7	2.4	1.0	0.9	0.8	1.0	0.9
Others	21.6	22.1	17.9	17.2	17.1	14.6	14.2	14.5	14.5
Crude oil									
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Russia	18.7	22.7	26.1	28.1	30.0	29.9	30.4	30.4	29.0
Norway	19.3	17.9	17.4	17.5	17.3	15.5	14.3	13.8	14.0
Libya	7.6	7.3	6.6	7.6	7.9	8.0	8.5	9.1	9.3
Saudi Arabia	10.8	9.5	9.0	10.1	10.2	9.7	8.2	6.6	6.3
Iran	5.9	5.2	4.4	5.7	5.7	5.6	5.8	5.6	5.0
Kazakhstan	1.6	1.5	2.3	2.6	3.5	4.2	4.3	4.4	4.6
Nigeria	3.7	4.3	3.1	3.8	2.4	3.0	3.2	2.5	3.7
Iraq	5.2	3.4	2.7	1.4	2.0	2.0	2.7	3.1	3.1
Azerbaijan	0.6	0.8	0.9	0.9	0.8	1.1	1.9	2.6	2.7
Others	26.6	27.4	27.5	22.3	20.1	21.0	20.7	22.0	22.2
Natural gas									
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Russia	40.4	38.5	36.7	37.2	35.9	34.5	33.0	31.7	31.5
Norway	17.4	18.6	21.3	21.0	20.3	20.7	21.4	23.2	24.1
Algeria	19.6	17.0	17.2	16.4	14.8	15.3	13.8	12.7	12.4
Nigeria	1.5	1.9	1.8	2.6	3.0	3.0	3.6	3.9	3.3
Libya	0.3	0.3	0.2	0.2	0.3	1.4	2.1	2.5	2.5
Egypt	0.1	0.2	0.7	0.6	1.2	1.3	1.5	1.8	1.8
Qatar	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	2.1	1.5	1.4
Trinidad and Tobago	0.3	0.2	0.2	0.0	0.0	0.2	1.1	0.7	1.4
Croatia	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.2	0.2
Others	20.4	23.3	22.1	21.9	24.4	22.2	21.2	21.8	21.4

Figura 19. Países proveedores de energía de la UE en el periodo 2000-2008.

Fuente: EUROSTAT (2009).

Tras todos estos prolegómenos, la Comisión publicó el 8 de marzo de 2006 su *Libro Verde “Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura”*. Este

²³⁵ Tras la publicación de la Comunicación de la CE de 2003 sobre la Política Energética comunitaria y la ampliación a países vecinos, se pusieron en marcha varias iniciativas en el ámbito de las relaciones energéticas exteriores de la UE. Entre ellas hay que destacar las siguientes iniciativas comunitarias, presentadas en el ámbito de las relaciones UE-Rusia, y que continúan dando sus frutos hasta nuestros días:

- El Consejo Permanente de Asociación (CPA) con Rusia: esta idea promovida por Reino Unido, en el contexto del fomento del diálogo y la cooperación entre países productores y países consumidores, consiste en el establecimiento de un Foro de discusión específico energético a nivel ministerial, cuya primera reunión se celebró el 3 de octubre de 2005 en Londres, durante Presidencia británica. Sus trabajos se basan en una preparación intensa a nivel técnico en la que participan todos los Estados miembros y un foro de alto nivel, con asistencia de los respectivos Ministros responsables en la materia por parte de Rusia y por parte de la UE, la Presidencia en ejercicio, la Presidencia entrante y la Comisión. El contenido más relevante en lo que a energía respecta es la negociación de un nuevo Acuerdo de Asociación (*post-PCA Agreement*, según sus siglas en inglés) con Rusia, con especial relevancia del capítulo de la energía, dada la actual coyuntura en esta materia.
- El Diálogo Energético UE-Rusia: este Diálogo está pilotado por la Comisión en representación de la UE, quien informa a los Estados miembros en el Consejo. En 2005 se decidió poner en marcha cuatro Grupos Temáticos (con representación de ambas partes, tanto a nivel Administraciones como representantes empresariales) dedicados respectivamente a Eficiencia Energética, Infraestructuras, Inversiones y Comercio, para los que se han propuesto y designado representantes de los distintos estamentos implicados y que se han reunido en alguna ocasión. En el segundo semestre de 2006, la CE presentó los informes definitivos de los trabajos de los grupos y se adoptó la decisión de reducir los cuatro grupos a tres (eficiencia, mercados y estrategia).

documento de trabajo contribuye a enmarcar todos los planteamientos expuestos sobre la seguridad energética en el ámbito de los tres pilares sobre los que se sustenta la Política Energética comunitaria: la seguridad del suministro, la competitividad y la protección del medio ambiente, y la creación del Mercado Interior y, además, plantea por primera vez la necesidad de definir una Política Energética Exterior para Europa.

En cuanto a la seguridad de suministro, la CE insistía en la idea de fomentar la **solidaridad** entre Estados miembros así como en reforzar los mecanismos de cooperación existentes entre ellos. Por otro lado, la Comisión proponía crear un Observatorio Europeo de la Energía, encargado de vigilar el mercado de la energía y de garantizar la seguridad de abastecimiento, y desarrollar un mecanismo que permita ofrecer una rápida respuesta de solidaridad a los países que se hallen en dificultades a raíz de los daños sufridos en sus infraestructuras²³⁶. Por otra parte, la CE proponía revisar la legislación existente relativa a la seguridad del abastecimiento, especialmente en lo que se refiere a las reservas de petróleo y de gas de la UE²³⁷, con el fin de dotarse de reservas energéticas suficientes para hacer frente a eventuales interrupciones del abastecimiento.

Respecto a la necesidad de definir una Política Energética Exterior coherente, la CE insistía en la idea de que el diálogo internacional con los socios energéticos es fundamental para garantizar la seguridad, la competitividad y la sostenibilidad de la energía en Europa. Sin embargo, antes de abrirse al exterior, la UE debía definir una **posición común** en lo que se refiere a la combinación energética, las nuevas infraestructuras y la cooperación energética con terceros países. Para ello, la CE reiteraba la necesidad de reforzar el diálogo con los países productores y reaccionar de forma más eficaz en caso de crisis de abastecimiento. En este sentido, la CE recordaba que la energía representa también un reto importante para la Política Europea de Vecindad (PEV), tanto en lo que respecta a la producción como al transporte de la energía hacia la UE. Así pues, la Comisión proponía la integración de los mercados de la UE y de sus vecinos mediante la creación de una *“comunidad paneuropea de la energía”*.

²³⁶Este Observatorio Europeo de la Energía fue finalmente creado en la DG ENER de la CE. Para más información véase: http://ec.europa.eu/energy/observatory/index_en.htm.

²³⁷ Como se menciona en el epígrafe anterior, estas propuestas fueron finalmente recogidas en la Segunda Revisión Estratégica de la energía de noviembre de 2008 y se han materializado en iniciativas comunitarias concretas durante 2009 y 2010, que serán abordadas en el siguiente capítulo de la presente tesis doctoral.

A pesar de la relevancia de su contenido en materia de Política Energética Exterior, en los documentos comentados la CE omite algunos aspectos esenciales para garantizar la seguridad energética de forma global y permanente, y no únicamente en situaciones de crisis de abastecimiento, tales como la relación de mutua interdependencia existente entre países productores y consumidores de energía²³⁸, o su visión sobre cómo articular un diálogo permanente y estructurado con los países productores.

A este respecto, se pronunció el Alto Representante de la Política Exterior y Seguridad Común (PESC) de la UE, al elaborar su documento conjunto con la CE sobre *“La política exterior al servicio de los intereses energéticos europeos”* de junio de 2006. En este documento se exponía cómo las relaciones exteriores de la Unión, incluida la PESC, pueden utilizarse con más eficacia para alcanzar el objetivo común de garantizar unos flujos de energía fiables, asequibles y sostenibles desde el punto de vista del medio ambiente. Según reconocía el propio documento, *“no se trata aquí de poner en entredicho el derecho legítimo de los distintos Estados miembros a seguir sus propias relaciones exteriores para garantizar su seguridad energética y a elegir la composición energética de su propio mercado. No obstante, el desarrollo de una política exterior coherente y específica de la Unión en materia energética, que aproveche todo el abanico de sus políticas interiores y exteriores, reforzaría la seguridad colectiva exterior de la Unión en materia energética”*. Y, como se añadía a continuación, *“esa política también ayudaría a la Unión a contrarrestar con más eficacia posibles estrategias de importantes proveedores exteriores de energía destinadas a influir negativamente en las variables fundamentales del mercado”*.

Posteriormente, la CE publicaba su Comunicación al Consejo Europeo sobre *“Relaciones exteriores en materia de energía: de los principios a la acción”* de 12 de octubre de 2006²³⁹. En esta Comunicación, la CE destacaba como medidas necesarias a adoptar las siguientes:

²³⁸ Esta relación de mutua interdependencia ha sido reconocida en multitud de ocasiones en el ámbito de las reuniones mantenidas en el marco del dialogo entre la UE y los países de la OPEP. Concretamente, en la nota de prensa referente a la 3ª reunión mantenida en Bruselas el 7 de junio de 2006 se exponía literalmente que *“the representatives exchanged information about their respective future energy strategies, recognising that security of supply and security of demand were two faces of the same coin”*.

²³⁹ COM (2006) 590 final.

- ✓ incrementar la coherencia entre los aspectos internos y externos de la Política Energética;
- ✓ promover negociaciones y reforzar los acuerdos bilaterales actuales y futuros, tanto con los proveedores tradicionales como con otros países productores y consumidores;
- ✓ afianzar la cooperación energética entre la UE y Rusia en el nuevo tratado marco dentro del post Acuerdo de Asociación y Cooperación (*Partnership and Cooperation Agreement –PCA-*) que permita fijar nuevos objetivos y principios de forma más equilibrada y vinculante²⁴⁰;
- ✓ reforzar la cooperación energética con terceros países con relevancia estratégica que refuerce la seguridad energética de la UE mediante la diversificación de sus aprovisionamientos, apoye las reformas en los países socios y facilite el acceso de países productores a los mercados energéticos europeos²⁴¹;
- ✓ establecer una red de corresponsales en materia de energía que ayude a la UE a responder y reaccionar con rapidez en caso de que la seguridad energética se encuentre amenazada.

Por su parte, el Consejo Europeo mostró un firme respaldo político a estas iniciativas de la CE en materia de Política Energética Exterior de la UE, tanto en su reunión informal con el Presidente ruso (celebrada en Lahti en octubre de 2006) como en su sesión de diciembre de 2006 en la que, entre otros aspectos, se acuerda la creación de la Red de Corresponsales de Seguridad Energética²⁴² (EU Network of Energy Security Correspondents –NESCO-).

²⁴⁰ Como se expondrá de manera más amplia en el capítulo dedicado a las relaciones bilaterales entre la UE y Rusia, en 1994 ambas partes firmaron un Acuerdo de Cooperación y Asociación en cuatro áreas políticas específicas: economía y medioambiente; libertad, seguridad y justicia; seguridad exterior y educación e investigación. Unos años más tarde, en el año 2000 se instauró, con carácter permanente, un diálogo de energía entre la UE y Rusia, con el fin de preparar el camino para la consecución de un partenariado de energía entre ambas partes, que contribuyera a garantizar la seguridad energética de Europa respecto a su suministro de gas procedente de Rusia, basado en la apertura e integración progresiva de los mercados energéticos y en la mejora de oportunidades de inversión en el sector energético ruso por parte de empresas europeas.

²⁴¹ La CE advierte la necesidad de reforzar los acuerdos de asociación de cooperación bilateral y regional en materia de energía suscritos por la UE con terceros países, de cara a potenciar la extensión gradual de los principios comunitarios del Mercado Interior de la Energía a través de la Política Europea de Vecindad (PEV), y el uso eficiente de instrumentos financieros destinados a favorecer la seguridad energética por la propia UE, el Banco Europeo de Inversiones (BEI), el Banco Europeo para la Reconstrucción y el Desarrollo (BERD) y otras instituciones financieras internacionales.

²⁴² Esta iniciativa conjunta de los Comisarios de Energía (A. Piebalgs) y de Relaciones Exteriores (Benita Ferrero-Waldner) se configura como una herramienta clave en el diseño de la Política Energética Exterior de

Y, de manera más concluyente, el Parlamento Europeo, en sus Resoluciones de 26 de septiembre de 2007, sobre la “*Creación de una política exterior común europea en el ámbito de la energía*”²⁴³, y de 14 de septiembre de 2009, sobre “*Aspectos exteriores de la seguridad energética*”²⁴⁴, aboga por la creación de una Política Energética Exterior comunitaria basada en los siguientes principios:

- **Diversificación:** el Parlamento incide en la necesidad de priorizar la realización de proyectos de diversificación energética en el marco de una Política Europea de Vecindad reforzada (PEV+) con el fin de mejorar el clima de inversión y el entorno regulador de los sectores energéticos de los países productores y de tránsito, según los principios del Tratado sobre la Carta de Energía (TCE)²⁴⁵. A este respecto, se destacaba la necesidad de incluir como proyectos prioritarios de interés europeo los nuevos corredores de transporte para diversificar los proveedores y las rutas (tal como el corredor europeo de la energía en el eje Mar Caspio – Mar Negro y, en particular, la construcción del gasoducto Nabucco²⁴⁶), las infraestructuras de GNL, la interconexión de las redes de electricidad y la construcción de los anillos euro-mediterráneos de infraestructura de gas y electricidad²⁴⁷, así como la realización de

la UE, ya que permite recoger y procesar información referente a cuestiones sobre geopolítica energética que ayuden a anticipar una situación de crisis de abastecimiento. Esta red está constituida por representantes de los Ministerios de Asuntos Exteriores y de Energía de los Estados y representantes de la Comisión Europea y del Consejo, y se encarga tanto de monitorizar diariamente los niveles de seguridad del suministro de energía de la UE procedente del exterior, así como de realizar una evaluación compartida de los factores externos que afectan a la seguridad de suministro de la UE. A través de la misma, la CE recibe información de 130 delegaciones, la sala de crisis de la DG RELEX y los organismos asesores que apoyan la labor de los miembros que conforman esta iniciativa.

²⁴³ Ref. A6-0312/2007 Final; publicado en DO C 219 E de 28.8.2008, p. 206.

²⁴⁴ Ref. 2010/C 224 E/06; publicado en DO C 224 E de 19.8.2010, p. 23.

²⁴⁵ Esta cuestión será ampliamente abordada en el epígrafe IV.1. de la presente tesis, dedicado a la integración de la Política Energética Exterior de la UE en el contexto de las políticas comunitarias.

²⁴⁶ Respecto a este proyecto hay que destacar la firma del acuerdo intergubernamental celebrado el 13 de julio de 2009 entre los gobiernos de Austria, Bulgaria, Hungría, Rumanía y Turquía que determina el marco jurídico del gasoducto. Este paso constituye un hito fundamental para la realización del proyecto, si bien sería necesario el establecimiento de un marco jurídico de carácter general que regule el desarrollo del corredor que pretende conectar la UE con nuevas fuentes de gas de Oriente Medio y la región del Caspio. Este asunto será ampliamente analizado en el capítulo IV dedicado a las relaciones exteriores de la UE en el ámbito de la energía.

²⁴⁷ Respecto a la región mediterránea y del norte de África hay que destacar su enorme potencial en el uso de la energía solar y eólica. De hecho, recientemente se puso en marcha una nueva iniciativa empresarial denominada DESERTEC, destinada a explotar a gran escala el gran potencial de la región, en particular en Oriente Próximo y el norte de África.

nuevos proyectos de infraestructura petrolífera de interés europeo²⁴⁸ (como los proyectos de Odessa-Gdansk²⁴⁹ y Constanza-Trieste²⁵⁰).

- Unidad en la defensa de los intereses de la UE: en este ámbito, el Parlamento proponía la adopción de medidas a corto, medio y largo plazo. Medidas a corto plazo como la necesidad de que los Estados se informen mutuamente, y a la CE, sobre sus acuerdos bilaterales con terceros países sobre proyectos energéticos que puedan afectar a otro Estado o a la Comunidad en su conjunto; medidas a medio plazo, como la atribución a la CE de competencias institucionales necesarias para negociar acuerdos marco de la UE con terceros países sobre el suministro de energía; y medidas a largo plazo, como la elaboración de una estrategia común que permita crear una Política Energética Exterior en el ámbito de la energía, que sitúe a la UE en una posición privilegiada en el diálogo con los países proveedores y de tránsito.
- Solidaridad en situaciones de crisis: el Parlamento pedía al Consejo y a los Estados miembros que establezcan un mecanismo de solidaridad que permita a la UE actuar con eficacia, rapidez y coherencia en situaciones de crisis provocadas por cortes de suministro, daños en infraestructuras esenciales, etc.²⁵¹ Asimismo, pedía a la CE

²⁴⁸ A estas áreas prioritarias, se ha incorporado recientemente la región del Ártico, no sólo por su interés medioambiental sino también en cuanto a las fuentes de energía y el transporte. Para lograr diseñar una estrategia global para la cooperación en esta región es fundamental que la UE involucre en la misma a sus socios como Noruega e Islandia y permita la participación de otras partes interesadas como EEUU, Canadá o Rusia. Para un análisis más amplio, véase: K. Offerdal, “*Arctic Energy in EU Policy: Arbitrary Interest in the Norwegian High North*”, Arctic Review, Vol. 63, nº 1 (March 2010), p. 30–42, The Arctic Institute of North America.

²⁴⁹ Nos referimos a la mejora del oleoducto Odesa-Brody en Ucrania, que conecta la terminal petrolífera del Mar del Norte con la rama meridional del oleoducto de Druzhba en Brody, y su extensión prevista a Polonia (Brody-Adamowo).

²⁵⁰ Desde un principio, la CE reconoció la importancia del proyecto de oleoducto Constanza-Trieste para reducir los riesgos ecológicos vinculados al transporte de hidrocarburos a través del Bósforo y diversificar los suministros energéticos de los países del Sureste europeo, permitiéndoles acceder a los recursos de la región del Mar Caspio a través, fundamentalmente, de la carretera transcaucásica y los puertos marítimos de la orilla occidental del Mar Negro, entre ellos el puerto petrolífero de Constanza. En 2007, los gobiernos de Rumania y Croacia firmaron el memorando de entendimiento para llevar a cabo este proyecto pero, finalmente, el mismo no ha sido recogido en la Comunicación de la CE sobre infraestructuras prioritarias de 17 de noviembre de 2010.

²⁵¹ Esta petición se ha materializado en la puesta en marcha de herramientas destinadas a mejorar la capacidad de respuesta ante situaciones de inseguridad de suministro como la Red NESCO, la modificación de la normativa comunitaria sobre *stocks* de crudo, de productos petrolíferos y de seguridad de suministro de gas natural (la Directiva 2009/119/CE del Consejo, de 14 de septiembre de 2009, por la que se obliga a los Estados miembros a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo o productos petrolíferos,

que incorpore la “cláusula de seguridad energética” en los acuerdos de comercio, asociación, cooperación y colaboración con países productores y de tránsito, con el fin de establecer un código de conducta y definir las medidas a adoptar en el caso de que algún socio altere el suministro o se produzca un cambio unilateral de las condiciones contractuales o las condiciones de suministro.

- Cooperación reforzada con los principales países productores, de tránsito y consumidores: en este ámbito, el Parlamento proponía multitud de iniciativas destinadas a mantener un dialogo dinámico y estrecho con los principales países productores, de tránsito y consumidores. A este respecto, el Parlamento señalaba la necesidad de promover asociaciones energéticas con estos países, que permitan establecer condiciones jurídicas mutuamente beneficiosas para ambas partes, según los principios de transparencia, estabilidad, reciprocidad, competencia, no discriminación e igualdad de trato en base a criterios económicos (y no mediante la fijación de precios de compra de energía), que permitan el acceso a los mercados de suministro y facilite las inversiones e intercambios de energía.

II.4.4.3. La Política Energética Exterior de la UE tras la aprobación del *Tercer Paquete de energía*.

Tras la entrada en vigor del Tratado de Lisboa el 1 de diciembre de 2009, y la publicación de los tres reglamentos y dos directivas comunitarias que conforman el *Tercer Paquete de energía* en agosto del mismo año, se puede afirmar que en 2009 la UE ha iniciado una etapa crucial en el proceso de creación del Mercado Interior de la Energía y, en particular, en el diseño de una estrategia energética exterior común. Así, las nuevas disposiciones jurídicas en materia de separación de actividades, de solidaridad entre los Estados y las cláusulas de reciprocidad sobre política energética y relaciones exteriores,

publicado en DO L 265 de 9.10.2009 y el Reglamento nº 994/2010 del Parlamento Europeo y del Consejo de 20 de octubre de 2010, sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas por el que se modifica la Directiva 2004/67/EC) y la aprobación de proyectos de inversión en infraestructuras energéticas (Reglamento nº 663/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, por el que se establece un programa de ayuda a la recuperación económica mediante la concesión de asistencia financiera comunitaria a proyectos del ámbito de la energía. Publicado en DO L 200 de 31.7.2009).

brindan a los países miembros de la UE mayores posibilidades de actuar juntos y de tener un mayor impacto en la escena mundial de la energía²⁵².

Además, se advierte una importante voluntad política por parte de las instituciones europeas y los Estados miembros para impulsar este proceso: desde el mes de septiembre de 2010 hasta fines de febrero de 2011 se celebraron tres reuniones del Consejo de Ministros dedicadas monográficamente a la energía²⁵³, una reunión del Consejo Europeo de el 4 de febrero de 2011 destinada exclusivamente al sector de la energía, y la CE presentó dos Comunicaciones en las que se insistía en la necesidad de unir las ambiciones de los países miembros en materia energética para defender más eficazmente los intereses de la Unión Europea.

Así, durante la presentación de la Comunicación de la CE *“Energía 2020. Estrategia para una energía competitiva, duradera y segura”*²⁵⁴, de 10 de noviembre de 2010, el Comisario de Energía afirmaba que *“para conseguir una economía eficiente, competitiva y de baja emisión de carbono, debemos **europaizar** nuestra política energética y centrarnos en un reducido número de prioridades importantes”*²⁵⁵. Con esta finalidad, la CE propone cinco objetivos prioritarios:

- Promover el ahorro de energía fundamentalmente en los sectores del transporte y la construcción.
- Culminar en 2014 el proceso de creación de un mercado paneuropeo de la energía integrado y equipado con infraestructuras, y acabar con la existencia de sistemas energéticos aislados en el seno de la UE antes de 2015.

²⁵² En el siguiente capítulo de la presente tesis se analizan en profundidad los nuevos preceptos que el Tratado de Lisboa incorpora en materia energética y que sirven de base jurídica para la creación de la Política Energética comunitaria.

²⁵³ Nos referimos a las reuniones del Consejo de 6-7 de septiembre de 2010, el Consejo de 3 de diciembre de 2010 y el Consejo de Energía de 28 de febrero de 2011. Las conclusiones de estas reuniones se pueden consultar en: <http://www.consilium.europa.eu/showpage.aspx?id=413&lang=en>.

²⁵⁴ COM (2010) 639.

²⁵⁵ Esta idea de la *“europaización”* de la Política Energética, vinculada a la necesidad de que la Unión Europea se exprese con una sola voz frente a los grandes actores internacionales, ha sido una antigua reivindicación de personas de renombre en la esfera política comunitaria, como el antiguo Presidente de la CE Jacques Delors, al considerar que el hecho de la energía siga en manos de los Gobiernos de los Estados miembros entorpece cualquier intento de supranacionalidad. A este respecto véase el pie de página 440.

- Alcanzar el liderazgo de Europa en materia de tecnología e innovación energéticas, mediante la puesta en marcha de cuatro proyectos de envergadura en sectores importantes para la competitividad europea: las nuevas tecnologías para las redes inteligentes (*smart grids*) y el almacenamiento de electricidad, la investigación sobre biocarburantes de segunda generación y la asociación de ciudades inteligentes para fomentar el ahorro de energía en zonas urbanas.
- Proponer nuevas medidas para garantizar una energía segura y asequible en favor de los consumidores, tales como permitir la comparación de precios, facilitar y simplificar los procesos para el cambio de suministrador y realizar una facturación más clara y transparente.
- Coordinar la Política Energética comunitaria respecto a sus relaciones con países terceros, especialmente con sus socios más importantes. En el marco de la Política Europea de Vecindad, la CE propone ampliar y profundizar el Tratado de la Comunidad de la Energía, con el fin de integrar aún más a los países que quieren formar parte del mercado de la energía de la UE. También se prevé una mayor colaboración con África, con el fin de promover el desarrollo de las energías renovables y sostenibles en los países en vías de desarrollo.

Unos días más tarde, el 17 de noviembre de 2010 la CE publicó su Comunicación *“Las prioridades de la infraestructura energética a partir de 2020 – Esquema para una red de energía europea integrada”*²⁵⁶, que viene a respaldar la consecución del segundo objetivo antes expuesto, afirmando que la realización de las infraestructuras energéticas incluidas en los proyectos considerados prioritarios, son fundamentales para reforzar la seguridad del abastecimiento, la integración de la energía procedente de fuentes renovables, la promoción de la eficiencia energética y el funcionamiento correcto del Mercado Interior.

Así, la Comunicación define una serie limitada de corredores prioritarios de la UE cuya realización urgente resulta necesaria. En el sector eléctrico se definen cuatro corredores prioritarios de la UE:

²⁵⁶ COM (2010) 677 final.

- Una red eléctrica marítima del Mar del Norte y su conexión a la Europa central y septentrional para transportar la electricidad generada en los parques eólicos marinos a los consumidores de las grandes ciudades y almacenar electricidad en las centrales hidroeléctricas de los Alpes y los países nórdicos.
- Interconexiones en la Europa sudoccidental para transportar la electricidad generada de origen eólico, solar e hidráulico al resto del continente.
- Conexiones en la Europa centro-oriental y sudoriental que refuercen la red regional.
- Integración del mercado de la energía báltico en el mercado europeo.

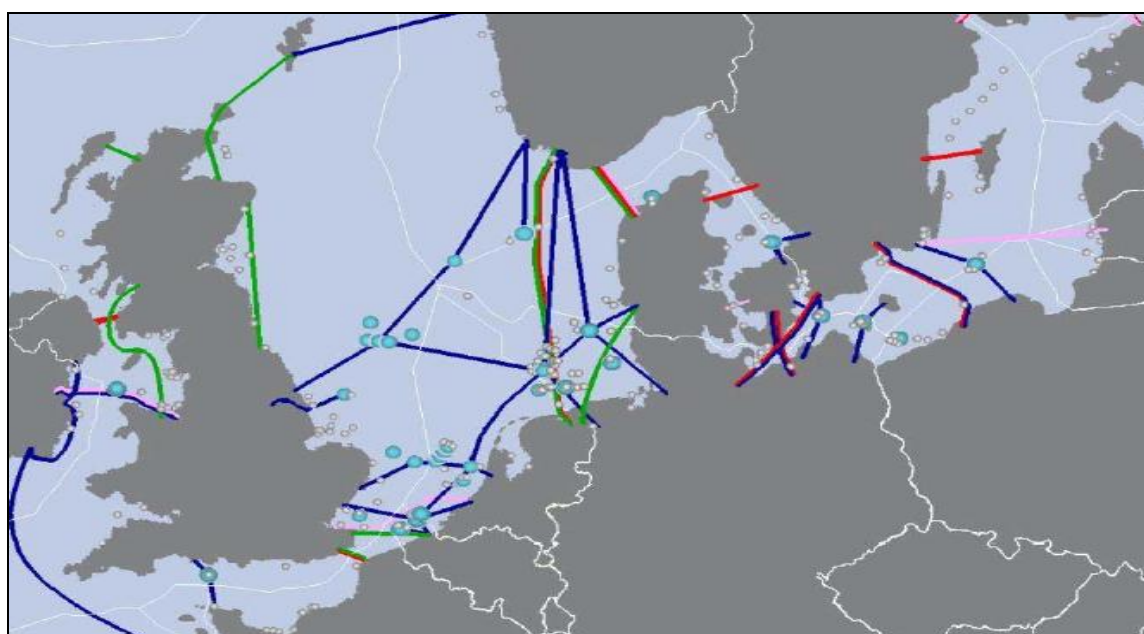


Figura 20. Ilustración de un posible concepto de red eléctrica marítima para los mares septentrionales y el Báltico (BEMIP).

Fuente: Prioridades de la infraestructura energética a partir de 2020, CE (2010).

Por su parte, en el sector del gas se estipula que todas las regiones tienen que diversificar sus aprovisionamientos entre, al menos, dos fuentes de abastecimiento y se imponen mecanismos de flexibilidad adicionales como aumentar la capacidad de almacenamiento, de gas natural licuado así como del número de interconexiones bidireccionales. Además, se definen tres corredores prioritarios de la UE:

- El Corredor Meridional para traer gas directamente desde el Mar Caspio a Europa a fin de diversificar las fuentes de gas.
- La integración del mercado de la energía báltico y su conexión a la Europa central y sudoriental.
- El Corredor Norte-Sur en la Europa occidental para eliminar los cuellos de botella internos, aprovechar fuentes de abastecimiento externo como las procedentes de países africanos y optimizar la utilización de las infraestructuras de GNL del sistema gasista español.

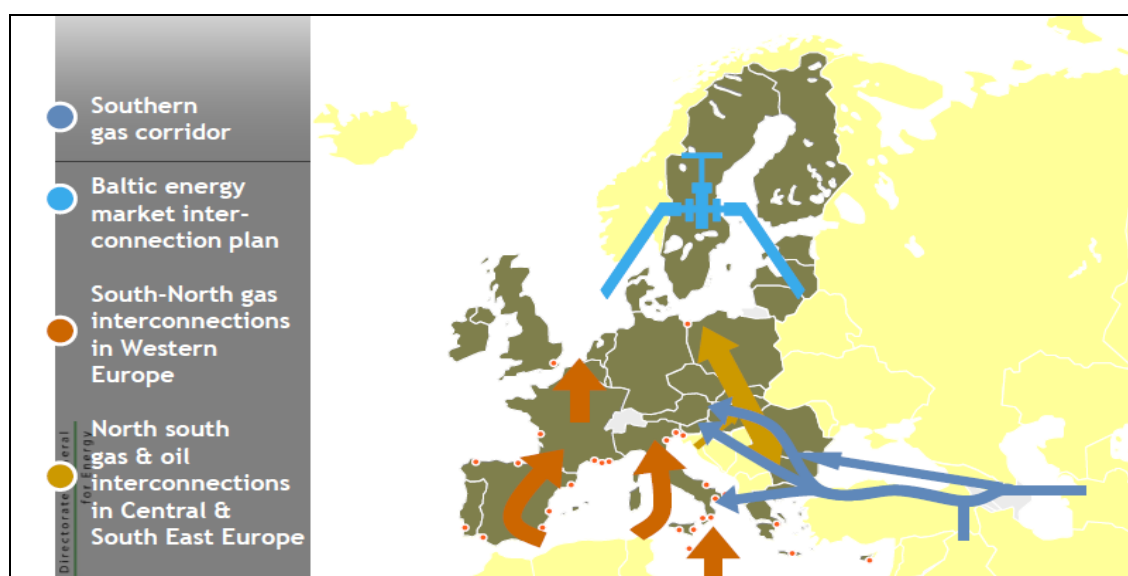


Figura 21. Corredores prioritarios de hidrocarburos de la UE para 2020.

Fuente: CE (2010).

Partiendo de esos corredores predefinidos, se determinarán en 2012 unos proyectos concretos de “*interés europeo*”, los cuales podrán acogerse a financiación comunitaria. El fin último de esta iniciativa pretende que las redes de energía de los países vecinos y aquellas que entren en el territorio de la Unión Europea se rijan por acuerdos intergubernamentales transparentes y estén sujetos a las normas del Mercado Interior,

incluidas normas tales como el acceso de terceros, las cláusulas de destino, la supervisión de la asignación y la gestión de las congestiones, la duración de los contratos y las cláusulas de compra garantizada (*take or pay*). El desarrollo de estas infraestructuras energéticas de carácter estratégico, junto con la ampliación de la relación con los proveedores principales y los países de tránsito, constituye un paso decisivo para definir la Política Energética Exterior de la UE.

Con este propósito, en diciembre de 2010 la CE puso en marcha un procedimiento de consulta pública sobre la dimensión exterior de la Política Energética comunitaria, sobre la base de lo dispuesto en el nuevo artículo 194 del TFUE, en el que se aboga por lograr el pleno funcionamiento del Mercado Interior, la seguridad de suministro, la promoción de la eficiencia y el ahorro energético, el desarrollo de nuevas fuentes de energías renovables y la interconexiones de las redes energéticas²⁵⁷. A este respecto, se plantea articular la futura Política Energética Exterior comunitaria en base a las siguientes líneas directrices:

- La integración de las redes y los mercados energéticos con los países vecinos, prestando especial atención a la promoción de las energías renovables en los países de nuestro entorno.
- El fortalecimiento del partenariado con los países proveedores de energía y de tránsito, en particular mediante la involucración de la UE en aquellos proyectos de infraestructuras energéticas que permitan mejorar la seguridad de suministro y diversificar las fuentes de energía y las rutas de tránsito²⁵⁸.
- La UE debe asumir un papel de liderazgo en la agenda internacional en el proceso de transición a una economía/energía baja en carbono, involucrando a los principales países consumidores de energía para promover el desarrollo tecnológico de I+D de cara a la consecución de los objetivos establecidos a nivel mundial.

²⁵⁷ El documento sobre consulta pública se encuentra disponible en: http://ec.europa.eu/energy/international/consultations/doc/20110221_consultation_document.pdf.

²⁵⁸ Los proyectos de interés europeo juegan aquí un interés relevante ya que permiten a la UE formar parte y/o coordinar los acuerdos intergubernamentales que permiten la viabilidad y el desarrollo de tales proyectos.

- En base al principio de solidaridad entre los Estados miembros que introduce el Tratado de Lisboa, la UE debe reforzar la cooperación con los Estados para promover una mejor defensa de los intereses energéticos comunitarios, y lograr una mejor coherencia y complementariedad efectiva entre las Políticas Energéticas nacionales y comunitarias hacia el exterior.

Junta a estas líneas directrices, el Comité Económico y Social de la UE apuntó la posibilidad de nombrar a un Alto Representante de Política Energética que permita garantizar la unidad de criterio de la UE respecto a estas cuestiones²⁵⁹.

En base a lo anterior, el Consejo Europeo celebrado el 4 febrero y 28 de febrero 2011, respectivamente, invitó a la CE a presentar una Comunicación sobre seguridad del abastecimiento y cooperación internacional, que proponga distintas medidas que ayuden a estructurar de manera más coherente la participación de los Estados miembros y la UE en los distintos foros energéticos internacionales: Agencia Internacional de la Energía (AIE), Agencia Internacional de la Energía Atómica (AIEA), International Partnership for Energy Efficiency Cooperation (IPEEC), Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), la Carta de la Energía, la Comunidad de la Energía, la Unión por el Mediterráneo, la Asociación Meridional, International Energy Forum (IEF), etc.

Además, el Consejo invitó a los Estados miembros a que informaran a la Comisión, a partir del 1 de enero de 2012, de todos los acuerdos bilaterales sobre energía, nuevos o ya existentes, que hubieran celebrado con terceros países, autorizando a la Comisión a poner esta información a disposición de todos los demás Estados miembros del modo más adecuado y teniendo en cuenta la necesidad de proteger la información comercialmente sensible. Esta propuesta del Consejo se materializó meses más tarde con una propuesta de Decisión del Consejo²⁶⁰ y, por tanto, jurídicamente vinculante, que articula un mecanismo formal de intercambio de información aplicable tanto a los acuerdos energéticos intergubernamentales nuevos, como a los ya existentes y a sus modificaciones, con terceros

²⁵⁹ A este respecto véase:

<http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=CES/11/35&format=HTML&aged=0&language=EN&guiLanguage=en>.

²⁶⁰ Documento disponible en:

http://ec.europa.eu/energy/international/security_of_supply/doc/com_2011_0540.pdf

países. Este nuevo mecanismo pretende reforzar la posición negociadora de los Estados miembros frente a sus principales países proveedores de energía, de manera que ayude a garantizar la seguridad de abastecimiento, reforzar la seguridad jurídica de las inversiones en proyectos energéticos y favorecer el correcto funcionamiento del Mercado Interior de la Energía.

A este respecto, la CE tendrá la potestad de supervisar dichos acuerdos y valorar su adecuación con la normativa energética comunitaria e, incluso, de poder participar como observador en las negociaciones que lleven a cabo los Estados miembros con sus socios energéticos para suscribir futuros acuerdos en materia de energía. Además, esta información se pondrá a disposición de los demás Estados miembros con el fin de permitir la coordinación intra-comunitaria en este tipo de acuerdos intergubernamentales, identificar problemas comunes y proponer acciones conjuntas para su resolución e, incluso, establecer cláusulas standards a incorporar en los nuevos acuerdos que se suscriban que garanticen su adecuación al ordenamiento jurídico comunitario.

Cuestión que queda pendiente de definición, y que no se resuelve en la propuesta de Decisión, es qué sucede en supuestos en los que algún Estado miembro, o la propia CE, se oponga a algún acuerdo pendiente de negociar por un Estado miembro, o cuando existan conflictos de intereses entre acuerdos ya suscritos entre varios Estados miembros con un mismo suministrador externo.

Junto a esta Decisión, la CE lanzó el 7 de septiembre de 2011 su anunciada Comunicación sobre la seguridad de abastecimiento de energía y la cooperación internacional²⁶¹ en la que, por primera vez, se propone una estrategia conjunta y global en las relaciones energéticas con terceros países, que permita la coordinación entre los Estados miembros y definir y aplicar unas prioridades claras, definidas y consensuadas a nivel comunitario.

Esta estrategia se sustenta en propuestas que ya venía anunciando la CE de forma dispersa y que, en esta ocasión, se intentan articular de manera conjunta y coherente:

²⁶¹ Documento disponible en:
http://ec.europa.eu/energy/international/security_of_supply/doc/com_2011_0539.pdf

- La **extensión del Mercado Interior de la Energía** a regiones vecinas, sustentándose en el nuevo enfoque que se da a la Política Europea de Vecindad, avanzando en otros procesos regionales que se encuentran ya en marcha (como la Comunidad de la Energía, la Unión por el Mediterráneo, la Asociación Meridional o la iniciativa de Bakú), o reforzando las asociaciones estratégicas bilaterales con socios estratégicos como Rusia, Suiza, o Turquía. Esta estrategia debe ser diferenciada y definida de manera específica según las características y la situación política y socio-económica existente en cada región/país, y debe ser impulsada por el Alto Representante en el ejercicio de sus responsabilidades en materia de Política Exterior.

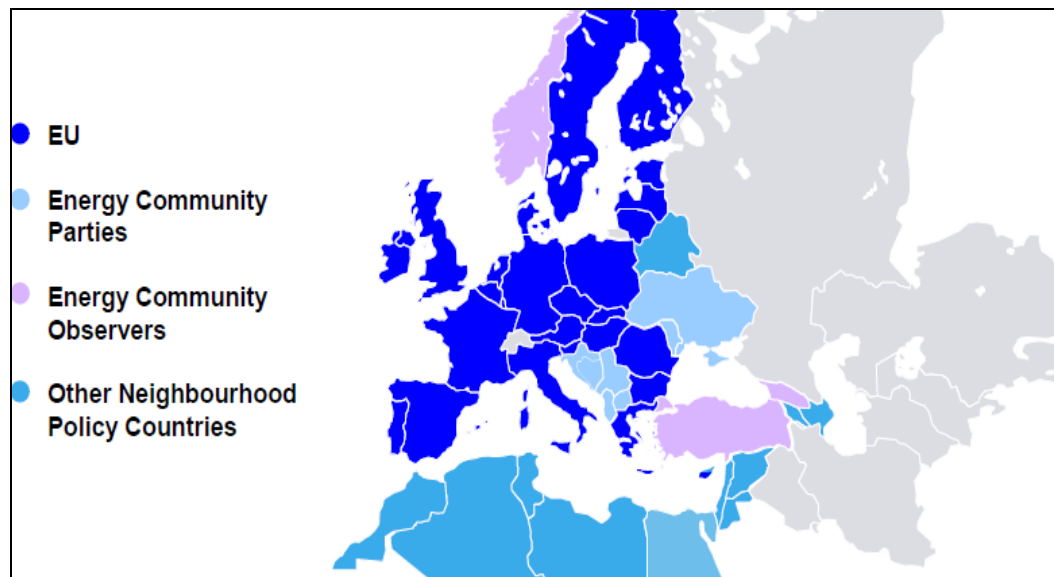


Figura 22. Mapa de la ampliación del Mercado Interior de la Energía a los países vecinos.
Fuente: CE (2010).

- **El refuerzo de las relaciones de partenariado** con otros socios energéticos con los que la UE mantiene un diálogo menos estructurado como Noruega, Argelia o Arabia Saudí, o incluso en los que el mismo es inexistente, como el caso de Libia, América Latina, Canadá, los países africanos o Asia Central, que incluya ámbitos de interés conjunto como el GNL o la promoción de las energías renovables. Esta estrategia también debe incluir a los países más desarrollados y a los nuevos países emergentes como EEUU, Japón, Brasil, China y la India, en su calidad de grandes consumidores de energía en el escenario mundial, con el fin de promover el

desarrollo y la intensificación de los intercambios tecnológicos y la promoción de energías limpias y sostenibles que ayuden a la UE en su proceso de transición hacia una economía con bajas emisiones de carbono. Esta estrategia podría aprovechar las sinergias que se deriven del nuevo enfoque que se pretende dar al Tratado de la Carta de la Energía (en cuanto a su ampliación del ámbito geográfico), así como de los retos que la OMC afronta en el ámbito energético (como la membresía de Rusia y las cuestiones que afectan al cambio climático, el comercio y la competitividad), de cara a establecer un marco predecible y estable en el ámbito de los acuerdos comerciales y las inversiones en el sector energético, y que permita la involucración, de manera permanente, de la industria europea en las relaciones comunitarias con sus socios energéticos.

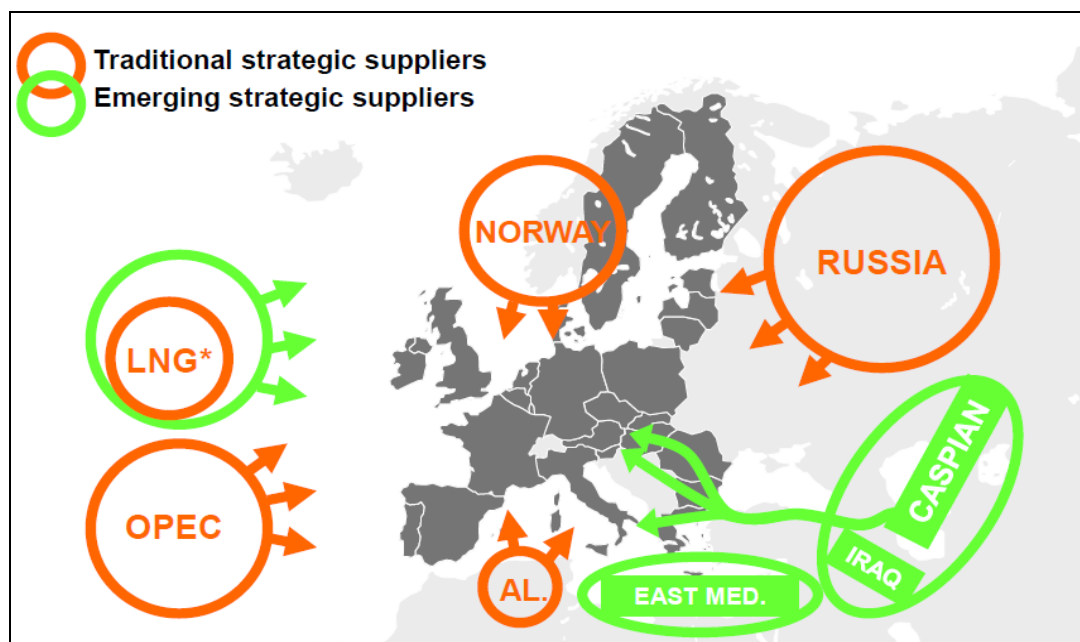


Figura 23. Mapa de los socios estratégicos tradicionales y potenciales en materia de hidrocarburos de la UE.

Fuente: CE (2010).

- Una **mejor promoción de las políticas comunitarias mas allá de las fronteras de la Unión** requiere una estrategia *ad hoc*, según se trate de abordar las relaciones energéticas con los países vecinos y candidatos a la adhesión, los principales países proveedores y de tránsito de energía, los actores energéticos clave en el

panorama energético mundial o los países en vías de desarrollo. Las relaciones energéticas, dentro de cada una de estas categorías, deben abordarse conforme a los instrumentos legales y políticos específicos (diálogo energético, memorando de entendimiento, acuerdos de asociación y de cooperación, planes de acción de la PEV, acuerdos comerciales, etc.) y encuadrarse en el contexto multilateral adecuado (la Comunidad de la Energía, el Tratado de la Carta de la Energía, la OMC, etc.). A este respecto, la CE propone la creación de un **grupo estratégico sobre cooperación internacional en materia de energía** (compuesto por representantes de los Estados miembros y las instituciones comunitarias), que permita aunar las posiciones de la UE y los Estados miembros de cara a su participación en foros internacionales como la AIE, IRENA, IPEEC, IEF, el G 8 o el G 20. También propone la optimización de los instrumentos financieros comunitarios de asistencia externa, así como su coordinación con las prioridades establecidas en el ámbito de la Política Exterior comunitaria y por otras instituciones financieras como el BEI, el BERD o el Banco Mundial, de manera que sus instrumentos financieros sean más consistentes con las necesidades y los objetivos fijados por la UE con terceros países.

Por último, la CE invita a la Alta Representante a que tenga en cuenta los aspectos relacionados con la seguridad energética en el ejercicio de sus responsabilidades que se le han encomendado en el ámbito de la diplomacia europea y, en particular, en la Política de Vecindad de la UE.

Todas estas iniciativas que formarán parte de la futura Política Energética Exterior comunitaria en materia de energía serán analizadas en los próximos epígrafes de forma pormenorizada.

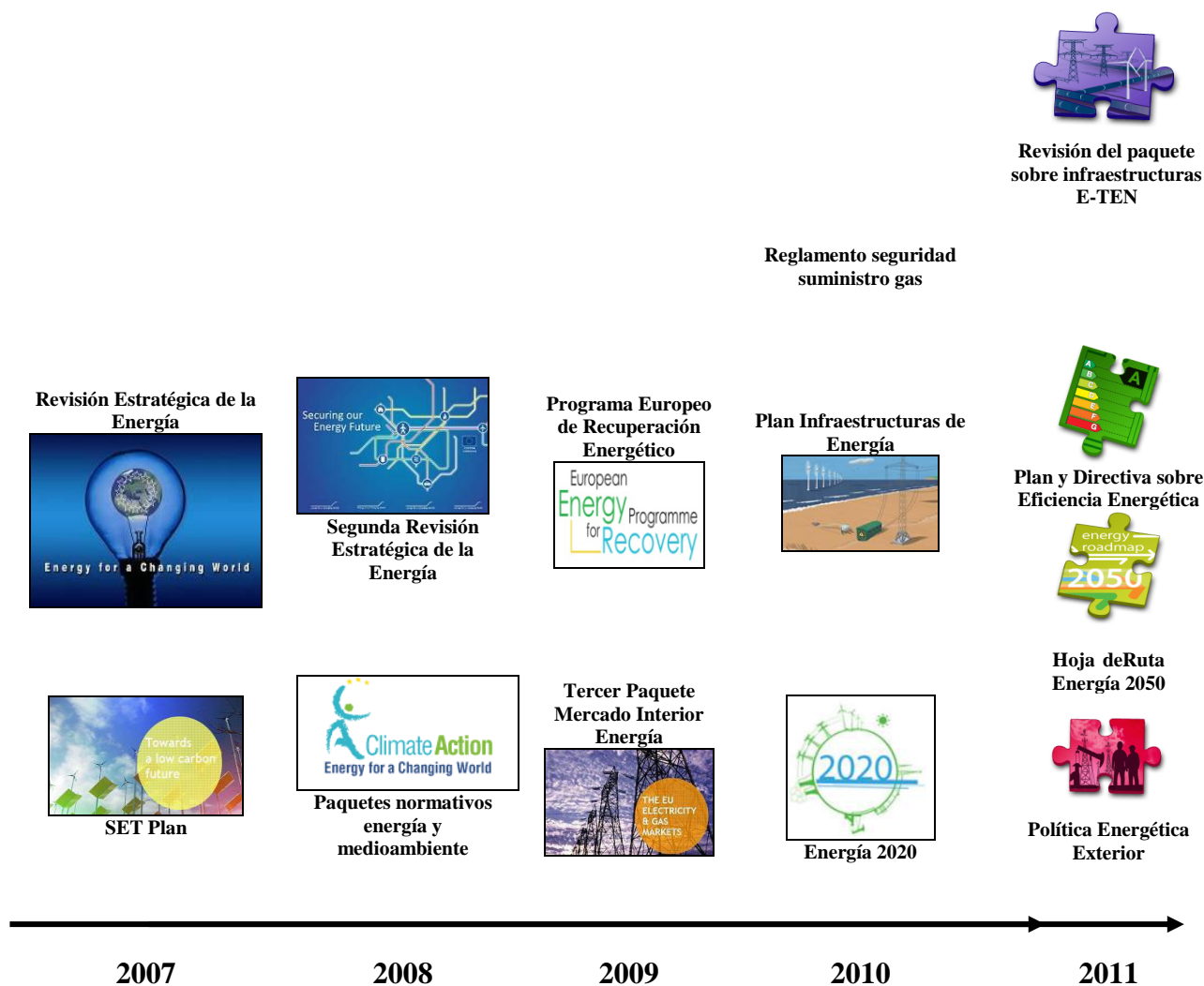


Figura 24. Cuadro resumen de las nuevas iniciativas comunitarias en materia de Políticas Energética. Fuente: CE y elaboración propia.

CAPITULO III

La regulación de la seguridad energética en el Derecho Internacional y Comunitario: la importante aportación de los pronunciamientos jurisprudenciales.

La creciente interdependencia que caracteriza las relaciones internacionales en el mundo contemporáneo ha favorecido el protagonismo de determinadas actividades económicas que, paulatinamente, demandan el establecimiento de un marco normativo específico y propio. Este es el caso del sector energético, cuyas decisiones tienen importantes repercusiones económicas, y sus efectos se proyectan en el diseño e implementación de las distintas políticas nacionales de los Estados.

La regulación de las actividades energéticas que se producen a nivel regional y mundial se engloba en el ámbito del Derecho Internacional Público, el cual se configura como el sistema legal que regula los distintos aspectos que afectan a las relaciones entre los Estados tales como embargos comerciales, la soberanía de los Estados sobre los recursos naturales, las reclamaciones territoriales, la responsabilidad de los Estados, las expropiaciones, etc.

Además, en el desarrollo de las actividades energéticas interaccionan una gran disparidad de sujetos (Estados, empresas multinacionales, organizaciones internacionales, ONG y multitud de agentes económicos) que, con frecuencia, representan intereses contrapuestos. Todo ello ha motivado que desde diversos sectores se reclame el reconocimiento de una rama específica dentro del Derecho Internacional Público denominado Derecho Energético Internacional²⁶².

²⁶² Con esta apreciación únicamente se quiere llamar la atención sobre el carácter transnacional de las actividades energéticas y su creciente repercusión en el ámbito del Derecho Internacional y, por ende, en el

III.1. La energía en el Derecho Internacional.

Para centrar el análisis de la repercusión de las cuestiones energéticas en el ámbito del Derecho Internacional, debemos comenzar por acudir a las fuentes del Derecho Internacional Público que se mencionan en el artículo 38 del Estatuto de la Corte Internacional de Justicia²⁶³ (en adelante, la CIJ). Así, según este artículo, para la resolución de controversias que le sean planteadas, la CIJ aplicará las convenciones internacionales, la costumbre internacional, los principios generales del Derecho reconocidos por las naciones civilizadas, actuando como medio auxiliar las decisiones judiciales y la doctrina de los publicistas de mayor competencia de las distintas naciones.

Por tanto, la primera referencia a las actividades energéticas en el ámbito jurídico internacional la debemos buscar en los Tratados internacionales, esto es, en los acuerdos internacionales celebrados por escrito entre Estados y regidos por el Derecho Internacional, cualquiera que sea su denominación, según define la Convención de Viena sobre el Derecho de los Tratados, en su artículo 2.1²⁶⁴.

A este respecto, conviene anticipar la inexistencia de un tratado internacional, convención o similar que, con carácter general, regule cuestiones relacionadas con las fuentes de energía y las actividades energéticas, y que cuente con una participación universal²⁶⁵. No faltan, en cambio, acuerdos multilaterales de ámbito regional (sobre todo con procesos de integración energética²⁶⁶), ni organizaciones internacionales directamente

contexto de las relaciones internacionales. En ningún caso se pretende entrar en valoraciones sobre la oportunidad de reconocer la autonomía del Derecho Energético Internacional dentro del ordenamiento jurídico internacional, cuestión ésta que requeriría un debate más profundo sobre la expansión y diversificación material del Derecho Internacional y el riesgo de su fragmentación, y que, en cualquier caso, excedería del objeto de la presente tesis. Como parte de la doctrina ius-publicista que trata esta cuestión resulta de interés: A. Remiro, R. Riquelme y otros autores, *"Derecho Internacional"*, Tirant Lo Blanch, Valencia, 2007, p. 81 y ss; y R. Riquelme, *"Derecho Internacional entre un orden global y fragmentado"*, Madrid, 2005.

²⁶³ Texto disponible en: <http://www.un.org/spanish/aboutun/icjstat.htm>.

²⁶⁴ En cuanto a las diversas formas que pueden adoptar los tratados internacionales véase: A. Remiro, R. Riquelme y otros autores, *"Derecho Internacional"*, Tirant Lo Blanch, Valencia, 2007, p. 317 y ss.

²⁶⁵ El Tratado de la Carta de la Energía es el texto jurídico que regula con mayor amplitud las cuestiones que se derivan de las relaciones energéticas internacionales, si bien el mismo carece de una participación universal, como se expondrá más adelante.

²⁶⁶ Como ya se puso de manifiesto en el capítulo anterior, los orígenes de la Unión Europea se encuentran directamente relacionados con los acuerdos suscritos por los Estados europeos para la creación de la Comunidad Europea del Carbón y del Acero (Tratado de París, 1951) y la Comunidad Europea de Energía

188

relacionadas con el sector energético y medioambiental, tales como la OPEP, la AIE, la Organización Marítima Internacional (OMI) y la Agencia Internacional de la Energía Atómica (AIEA), entre otros.

Por su parte, el Derecho Internacional Público se configura como un ordenamiento jurídico de carácter eminentemente consuetudinario, con lo que la costumbre constituye un pilar fundamental para su evolución, a pesar del designio de la Asamblea General de Naciones Unidas (a través de la Comisión de Derecho Internacional) de codificar las normas generales²⁶⁷.

En el sector energético, la costumbre internacional ha jugado un papel muy importante en tres ámbitos en particular: la soberanía sobre los recursos naturales²⁶⁸, la obligación de no injerencia en el territorio de otro Estado o en zonas bajo su soberanía nacional²⁶⁹, y la obligación de notificar y cooperar con otros Estados respecto a los riesgos que dimanen de una actividad peligrosa, incluidos los accidentes²⁷⁰.

Atómica (Tratado Euratom, 1958). Otros acuerdos regionales de carácter comercial alcanzados en diversos ámbitos geográficos son NAFTA (North American Free Trade Agreement), Mercosur (Mercado Común del Sur) o ASEAN (Association of Southeast Asian Nations).

²⁶⁷ Sobre el papel de la costumbre como fuente de producción normativa en el ámbito internacional, véase: A. Remiro, R. Riquelme y otros autores, *“Derecho Internacional”*, Tirant Lo Blanch, Valencia, 2007, p. 501 y ss.

²⁶⁸ Según pone de manifiesto la CIJ en el par. 244 de su fallo de 19 de diciembre de 2005 en el *“Asunto del conflicto armado en el territorio del Congo (República Democrática del Congo contra Uganda)”* el concepto de soberanía permanente sobre los recursos naturales forma parte del derecho internacional consuetudinario. El texto completo de la sentencia se encuentra disponible en: <http://www.icj-cij.org/docket/files/116/10455.pdf>.

²⁶⁹ Este principio del Derecho Internacional consuetudinario ha sido reiterado por la CIJ en multitud de fallos, entre otros, en el asunto del *“Estrecho de Corfú”* (Reino Unido c. Albania), s. de 25 de marzo de 1948 (CIJ Recueil 1948) y, más recientemente, en el asunto del *“Proyecto Gabčíkovo-Nagymaros”* (Hungría/Eslovenia), s. de 25 de septiembre de 1997 (CIJ Recueil 1997).

²⁷⁰ El texto completo fue adoptado por la Comisión de Derecho Internacional, en su sesión 53 de 2001, con el título: *“Draft articles on Prevention of Transboundary Harm from Hazardous Activities, with commentaries”*. Dicho texto se encuentra publicado en: *“Yearbook of the International Law Commission”, 2001, vol. II, Part Two*. Disponible en: http://untreaty.un.org/ilc/texts/instruments/english/commentaries/9_7_2001.pdf.

A este respecto, véase también el asunto *“Pasteras en el río Uruguay”*, de 20 de abril de 2010, en el que la Corte establece que Uruguay violó el Estatuto del río Uruguay, que hace frontera con Argentina, al no comunicar a ésta la instalación de una potente fábrica papelera de capital finlandés.

También en el marco del Derecho Internacional se reconoce la obligación de cooperar respecto a los recursos naturales compartidos²⁷¹ (en particular en relación con los recursos hídricos), cuestión que ha resultado especialmente controvertida desde principios del siglo XX a raíz del descubrimiento de yacimientos de hidrocarburos en países en vías de desarrollo²⁷². A este respecto, si bien existe consenso en la doctrina ius-publicista sobre la obligación de cooperar (en el sentido de notificar, informar, consultar y negociar de buena fe), no todos coinciden en que el Derecho Internacional imponga una obligación de resultado, en el sentido de tener que alcanzar un acuerdo para la explotación conjunta de tales yacimientos²⁷³.

²⁷¹ Este asunto ha resultado ser de difícil consenso internacional, como se ha puesto de manifiesto en los múltiples intentos realizados por la Comisión de Derecho Internacional (CDI) para elaborar un texto que regule de forma global la cuestión de los recursos naturales compartidos de los Estados. Así, en 1999, la AGNU animó a la CDI para que seleccionara nuevos temas de labor para su próximo quinquenio. En 2000, entre cinco puntos para trabajo a largo plazo, la CDI incluyó el tema “*Recursos Naturales Compartidos de los Estados*”. Esta cuestión había sido tratada por la CDI durante la elaboración del “*Proyecto sobre el Derecho de Uso de los Cursos de Agua para Fines Distintos de la Navegación*”, durante los años 1970 y 1994. En 1980, la CDI aprobó en primera lectura los artículos 1 a 5, consensuados en el borrador de proyecto elaborado por el Relator Stephen M. Schwebel (segundo relator en el tema) y el art. 5 establecía que el agua constituía un “*recurso natural compartido*” “*en la medida en que la utilización del agua de un sistema del curso de agua de un Estado afectara el uso de las aguas de ese sistema en el territorio de otro Estado del sistema*”. Aunque el tercer Relator del Proyecto, Jens Evensen suprimió en 1984 la referencia expresa a “*recursos naturales compartidos*”, la idea continuó siendo la piedra angular de todo el articulado. Es de destacar que el proyecto, tras la intervención de sucesivos Relatores y la contribución de un Grupo de Trabajo plenario de la Sexta Comisión de la AGNU, sirvió de base para la “*Convención sobre los Cursos de Agua Internacionales para Fines Distintos de la Navegación*” (CAIFDN), adoptada por la AGNU el 21 de mayo de 1997. El último Relator, propuso que la CDI continuara trabajando en temas conexos, tales como los “*principios generales del Derecho ambiental*” y “*recursos naturales compartidos*”. Posteriormente, tras la designación en 2002 de Chusei Yamada como Relator en el tema “*Recursos Naturales Compartidos de los Estados*” se propuso abordar esta cuestión según un planteamiento gradual y estableciendo cinco grupos de trabajo sobre los recursos naturales compartidos, comenzando por las aguas subterráneas transfronterizas confinadas y, en 2007, abordando la cuestión del petróleo y el gas. El Grupo de Trabajo que analiza las cuestiones referentes al gas y el petróleo celebró dos sesiones los días 31 de mayo y 3 de junio de 2010, basándose en un documento de trabajo preparado por el Sr. Shinya Murase, en el que se recomendaba a la Comisión que no siguiera estudiando los aspectos del tema relativos al petróleo y el gas transfronterizos, al considerar la mayoría de los Estados que “*las cuestiones del petróleo y el gas transfronterizos eran esencialmente de carácter bilateral, así como de índole altamente política y técnica, lo cual daba lugar a situaciones diversas*”, unido al hecho de que “*muchas reservas de petróleo y gas se encontraban en la plataforma continental, se temía también que el tema afectara a la delimitación marítima*”.

Fuente: Informes de la CDI, disponibles en <http://untreaty.un.org/ilc/reports/2010/spanish/chp12.pdf>.

²⁷² Esto propició el desembarco de compañías transnacionales dispuestas a explotar estos yacimientos, quedando relegado el país anfitrión a la concesión de licencias de explotación a cambio de una contraprestación simbólica.

²⁷³ Parte de la doctrina entiende que el deber de cooperar implica la obligación mutua de evitar, en el ámbito de su jurisdicción y control, el desarrollo de actividades que puedan producir daños a los recursos naturales o al medio ambiente de la contraparte, preservando la unidad de la bolsa de crudo. A este respecto, véase: P.D. Cameron, “*The Rules of Engagement: Developing Cross- Border Petroleum Deposits in the North Sea and the Caribbean*”, *International & Comparative Law Quarterly*, Vol.55, 559 (July, 2006) y D.M. Ong, “*The New Timor Sea Arrangement 2001: Is Joint Development of Common Offshore Oil and Gas Deposits* 190

Esta situación cambió sustancialmente en la segunda mitad del siglo XX, periodo que se caracterizó por la nacionalización de la industria petrolera mundial, el fin de las concesiones de explotación de hidrocarburos y la expropiación de activos vinculados con estos contratos de explotación. Esto propició el llamamiento unánime de los países desarrollados para el establecimiento de un *Nuevo Orden Económico Mundial* que permitiera un reparto más equitativo y justo de la riqueza. Así surgieron las Resoluciones de la AGNU en cuanto al reconocimiento de la soberanía permanente sobre los recursos naturales, la primera de ellas la Resolución n° 626 (VII), de 21 de diciembre de 1952, en la que reconoce el derecho de los pueblos a explotar sus recursos naturales como parte de su soberanía.

Posteriormente, la Resolución 1803 (XVII), de 14 de diciembre de 1962, proclamaba el derecho de los pueblos y las naciones a la soberanía permanente de los recursos naturales, si bien limitaba la nacionalización de los recursos por el beneficio del interés público y por razones de seguridad nacional, debiendo recibir el inversor, en todo caso, una compensación por el perjuicio causado acorde con lo establecido en el ordenamiento jurídico nacional e internacional.

Años más tarde, la Resolución de la AGNU n° 3201 (XXIX), de 1 de mayo de 1974, titulada “*Declaración del Establecimiento de un Nuevo Orden Económico Mundial*”, reconocía el derecho de los Estados a nacionalizar sus recursos, sin encontrarse sujetos a medida coercitiva alguna de tipo político o económico; y junto al reconocimiento de los principios de equidad, autodeterminación, prohibición del uso de la fuerza y de no injerencia, la Resolución apela a la participación efectiva de todos los Estados en la solución de los asuntos económicos.

El texto más destacado de la AGNU en esta materia se aprobó con la Resolución n° 3281 (XXIX), de 26 de julio de 1974 o “Carta de Derechos y Deberes Económicos de los Estados”. Su contenido reafirmó el derecho a la soberanía permanente sobre los recursos naturales y reconoció el derecho a nacionalizar la propiedad privada extranjera si bien sujeto a una “indemnización adecuada” que, en caso de no producirse, atentaría contra el principio de la buena fe del orden internacional. Sin embargo, la AGNU también acordó

Mandated under International Law?”, International Journal of Marine and Coastal Law, Vol.17, N° 1, 79 (2002).

que cualquier controversia surgida en torno a la citada indemnización debía resolverse conforme al ordenamiento jurídico nacional del Estado expropiante, y teniendo en cuenta las circunstancias que dicho Estado considere relevantes para ese caso específico.

Finalmente, procede hacer referencia a otros principios que, si bien carecen de entidad propia en el ámbito del Derecho Internacional consuetudinario, pueden adquirir fuerza vinculante en tanto que son recogidos en el texto de un tratado o acuerdo internacional, llegando incluso a desplegar sus efectos en cuanto a la interpretación de normas de Derecho Internacional. Entre estos principios se encuentra el concepto de “*desarrollo sostenible*”²⁷⁴, el principio de “*quien contamina paga*”²⁷⁵ o de “*equidad intergeneracional*”²⁷⁶.

III.1.1. La regulación de la seguridad energética y del comercio internacional de la energía.

En el ámbito del Derecho Internacional, las cuestiones que afectan a la seguridad energética se han abordado desde distintos puntos de vista. Así, se habla de la “*seguridad energética*” en el sentido de la seguridad física de personas o instalaciones, la seguridad del transporte tanto terrestre como marítimo, los riesgos de ataques terroristas en las infraestructuras energéticas o, incluso, los movimientos sociales que pueden desestabilizar políticamente un país²⁷⁷.

²⁷⁴ Este concepto fue reconocido por la CIJ en el asunto del “*Proyecto Gabčíkovo-Nagymaros*”, en el sentido de la necesidad de “*conciliar el desarrollo económico con la protección del medioambiente*”. Sentencia de 25 de septiembre de 1997 (CIJ Recueil 1997).

²⁷⁵ Este principio ha sido incorporado en instrumentos jurídicos internacionales tales como la Declaración de Río (principio 16) y el Tratado de la Carta de la Energía (artículo 19).

²⁷⁶ Este principio manifiesta la preocupación por las generaciones venideras y ha sido reconocido por la CIJ en su sentencia del asunto del “*Proyecto Gabčíkovo-Nagymaros*” (1997) y en su opinión sobre “*La legalidad del uso de armas nucleares por un Estado en un conflicto armado*” de 1996, Recueil 1996.

²⁷⁷ Los problemas derivados de la interrupción del suministro de energía como consecuencia de conflictos armados han sido abordados en diversos asuntos tratados ante la CIJ, tales como la sentencia de 6 de noviembre de 2003 sobre el asunto de las “*Plataformas petrolíferas*” (República Islámica de Irán c. Estados Unidos de América) o el asunto de las “*Actividades armadas en el territorio del Congo*” (República Democrática del Congo c. Uganda, de 19 de diciembre de 2005). En el primer asunto, la Corte se pronunció sobre demanda interpuesta por Irán el 2 de noviembre de 1992 contra EEUU, en la que se alegaba que los ataques y destrucción, en noviembre de 1987 y abril de 1988, de tres plataformas petrolíferas pertenecientes a la Compañía Nacional Iraní de Petróleo por buques de la armada estadounidense, constituían una violación de varias disposiciones del Tratado de Amistad, Comercio y Relaciones Consulares firmado entre ambos Estados el 15 de agosto de 1955. Por otro lado, en el segundo asunto, la Corte reconoció el principio de la

Asimismo, la regulación de la “seguridad energética” se ha visto vinculada a la cuestión de la protección de las inversiones en proyectos energéticos, en tanto que el concepto de seguridad energética se ha interpretado, en ocasiones, como un compendio que engloba la “seguridad de suministro”, la “seguridad de las infraestructuras” y la “seguridad de la demanda”, incluyendo por tanto aspectos que afectan al acceso a los recursos, a las infraestructuras de transporte y a los mercados.

Esta creciente preocupación por parte de los Estados por las cuestiones que afectan a la seguridad energética se ha traducido en la creación de organizaciones internacionales capaces de dar una respuesta conjunta a estos asuntos²⁷⁸.

III.1.1.1. El papel de las organizaciones internacionales en el ámbito de la seguridad energética.

➤ La creación de la Agencia Internacional de la Energía y su labor de velar por la seguridad energética internacional.

Tras la crisis del petróleo de octubre de 1973, y como respuesta a la creación de la OPEP, Estados Unidos propuso organizar una conferencia internacional en Washington, en febrero de 1974, que culminó con una propuesta del “Acuerdo sobre un Programa Internacional de la Energía” en el que se preveía la creación de la Agencia Internacional de la Energía, bajo los auspicios de la OCDE. El Acuerdo del Programa Internacional de la

“soberanía permanente sobre los recursos naturales” como un principio propio del Derecho Internacional consuetudinario, si bien no se reconoció su aplicación en tiempos de conflictos armados en los que prevalece el “*ius in bello*”, entendiéndose que el país ocupante debe respetar determinados principios en cuanto al uso de los recursos naturales, tales como limitarse a realizar un uso restringido al necesario para el mantenimiento del orden y la seguridad pública (lo cual no es de aplicación a la explotación comercial para el exclusivo beneficio del ocupante).

Asimismo, hay que citar los Convenios de Ginebra de 12 de agosto de 1949, sobre protección de las víctimas de los conflictos armados internacionales, y sus protocolos adicionales de 1977, en los que se alude al ataque a instalaciones energéticas durante conflictos armados tanto de ámbito nacional como internacional.

Fuente: E. García Rico, “La legítima defensa en el derecho internacional contemporáneo”, Revista Española de Derecho Internacional, Núm. LV-2, Julio 2003, p. 819 y ss.

²⁷⁸ Respecto a las organizaciones internacionales creadas en el ámbito del sector energético, es importante destacar el papel de la OPEP y la OPAEP y su importante implicación en las crisis energéticas de 1973 y 1979, si bien nos remitimos a lo ya expuesto en el primer capítulo sobre esta cuestión.

Energía fue suscrito por los países miembros de la OCDE en noviembre de 1974²⁷⁹, y tenía como objetivo la creación de un amplio marco de cooperación en casos de emergencia que asegurara un nivel común de autosuficiencia de petróleo y unas medidas comunes para restringir la demanda y distribuir el petróleo disponible; asimismo, se proponía establecer un sistema de información sobre el mercado internacional de petróleo e implementar un programa de cooperación a largo plazo, para reducir la dependencia de las importaciones de crudo y promover las relaciones de cooperación entre países productores y consumidores.

El 15 de noviembre de 1974, el Consejo de la OCDE aprobó la creación de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), con sede en París, entre cuyos objetivos se encontraba el diseño e implementación de un programa de cooperación sobre el desarrollo de los recursos energéticos y el ahorro de energía, el análisis de programas nacionales para la conservación de energía y el desarrollo de nuevas fuentes de energía, la mejora del sistema de información sobre los mercados de petróleo y gas natural y la creación de un centro estadístico de cuestiones energéticas, entre otros.

La participación en la Agencia está restringida a países miembros de la OCDE²⁸⁰, si bien se han desarrollado relaciones de cooperación con otros miembros no pertenecientes a la OCDE, y con importante interés estratégico, como China, la India o Rusia²⁸¹. Por su parte, la CE participa en calidad de observador y se encarga de coordinar, por un lado, la posición de los miembros de la Agencia que son, a su vez, Estados comunitarios y, por otro lado, las relaciones entre la Agencia y la Comunidad en aquellas materias que son competencias de ésta (tales como la Política Comercial).

Aunque la mejora de la seguridad energética constituye su objetivo prioritario, la inestabilidad geopolítica, la volatilidad de los precios de la energía, el crecimiento de la

²⁷⁹ Texto completo disponible en: <http://www.iea.org/about/docs/IEP.PDF>.

²⁸⁰ Actualmente se compone de veintiocho Estados miembros: Alemania, Austria, Bélgica, Dinamarca, España, Finlandia, Francia, Grecia, Hungría, Irlanda, Italia, Luxemburgo, Noruega, Países Bajos, Polonia, Portugal, Reino Unido, República Checa, República Eslovaca, Suecia, Suiza, Turquía, Canadá, Estados Unidos, Australia, Japón, Nueva Zelanda y República de Corea.

²⁸¹ En 2002, 2004 y 2008, se organizaron simulacros de respuesta de emergencia en caso de desabastecimiento de petróleo a los que asistieron participantes de China, la India, algunos países miembros de la ASEAN y de ciertos países europeos no pertenecientes a la AIE.

demanda y la creciente preocupación por las cuestiones medioambientales ha conducido a que, en la actualidad, la Agencia haya establecido como principio motriz de la política energética mundial la consecución de las tres E: “*Energy security*”, “*Environmental protection*” y “*Economic growth*”²⁸².

En cuanto a los mecanismos para garantizar la seguridad de suministro de petróleo, la Agencia distingue entre problemas de suministro a corto plazo y programas a largo plazo, destinados a reducir el nivel de dependencia de las importaciones de crudo, y establece para los Estados miembros obligaciones en materia de reservas estratégicas de petróleo, restricciones a la demanda e intercambio de información, con el fin de poder llevar a cabo una “acción coordinada” (*Emergency Sharing System* – ESS) por todos o parte de sus miembros²⁸³.

Los mecanismos de respuesta de emergencia de la AIE se establecieron en el “Acuerdo sobre un Programa Internacional de la Energía”, que exige que los países miembros mantengan un nivel de reservas equivalente, como mínimo, a 90 días de importaciones netas de petróleo y que, en el caso de importante interrupción del suministro del suministro de petróleo, hagan uso de dichas reservas, restrinjan la demanda, recurran a otros combustibles, aumenten la producción propia o compartan el petróleo disponible, si fuese necesario.

²⁸² Como se puede apreciar, existe un claro paralelismo entre los objetivos marcados por la AIE y los establecidos por la UE en el diseño de su Política Energética comunitaria.

²⁸³ La actuación de respuesta conjunta de la AIE pretende mitigar los posibles efectos negativos de un repentino desabastecimiento temporal de los mercados petrolíferos, introduciendo cantidades adicionales de petróleo en el mercado internacional mediante una combinación de medidas de respuesta de emergencia, incluidos el incremento de la oferta y la reducción de la demanda. Sin perjuicio de que la escasez de la oferta pueda provocar un alza en los precios, esto no desencadena *per se* una activación de la respuesta colectiva, ya que los precios pueden estar determinados por otras causas y la finalidad de la respuesta es suplir una ruptura física real del suministro de crudo, y no reaccionar ante variaciones de precios.

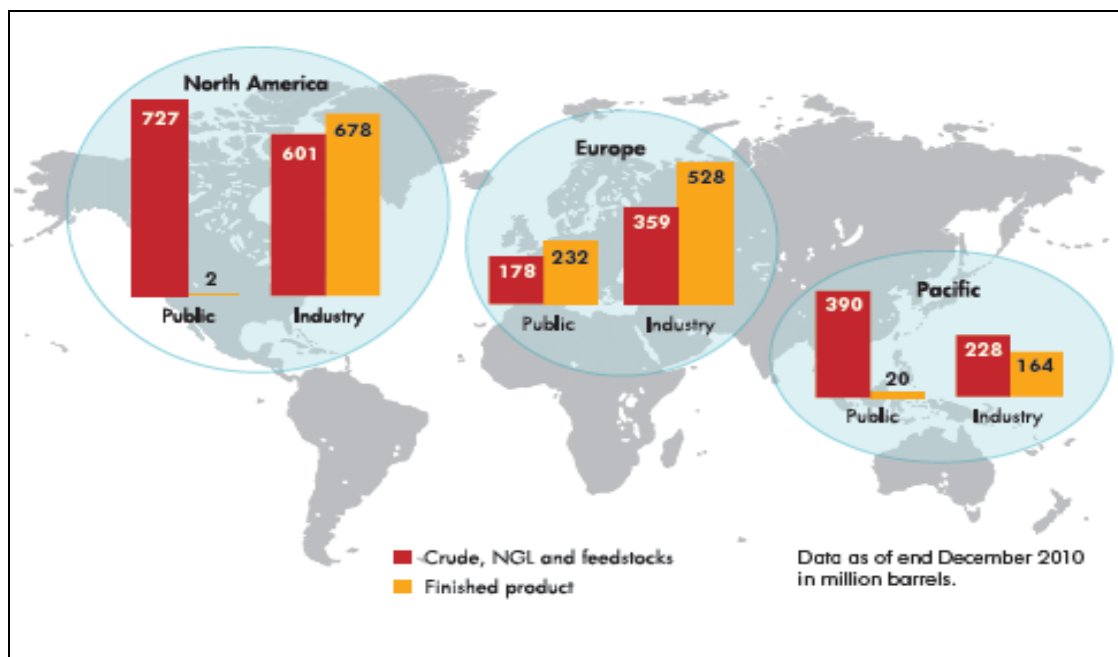


Figura 25. Mapa de la distribución mundial del nivel de reservas de petróleo.

Fuente: AIE (2010).

Con el fin de complementar los mecanismos definidos en el mencionado Acuerdo, la AIE ha elaborado convenios adaptados para la utilización coordinada de las reservas, la restricción de la demanda y otras medidas que pudieran ser de aplicación como respuesta ante una potencial crisis de abastecimiento de petróleo.

A la hora de evaluar la necesidad de lanzar una respuesta coordinada, la AIE tiene en cuenta numerosos factores que van más allá de la pérdida de abastecimiento bruta máxima causada por un determinado acontecimiento. La decisión depende de las previsiones de duración y gravedad de la ruptura del abastecimiento del petróleo y de las cantidades de petróleo adicional que los países productores puedan introducir en el mercado.

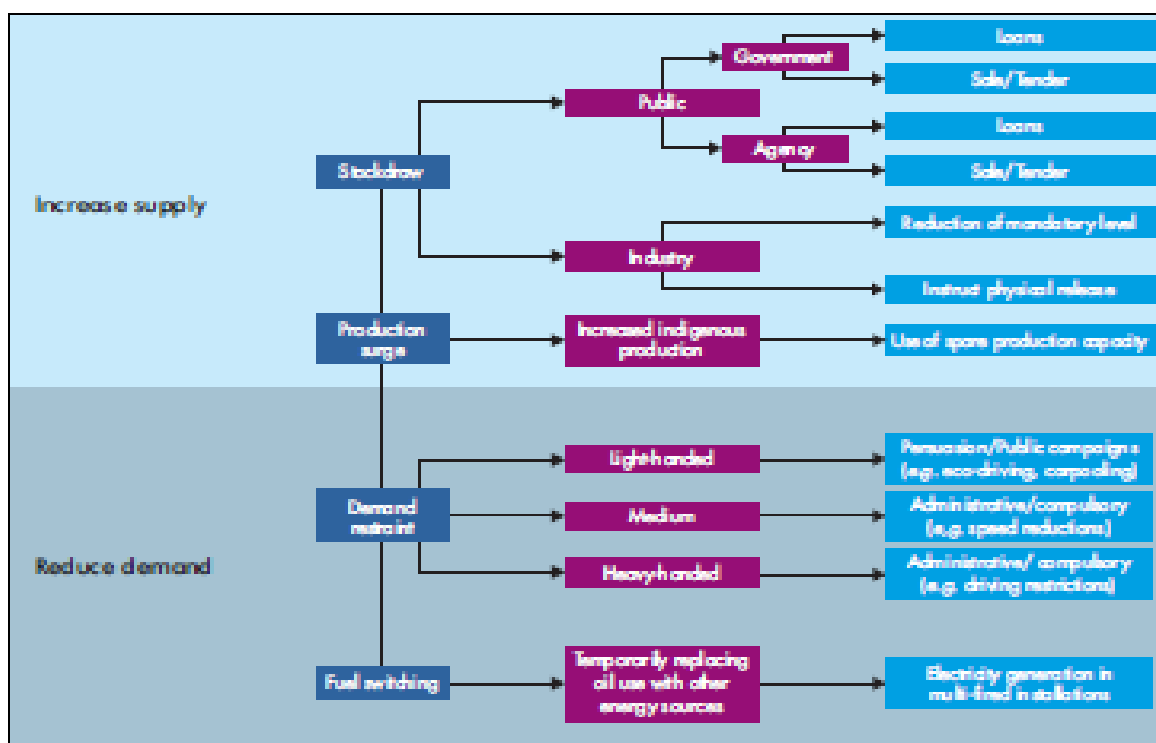


Figura 26. Diagrama del sistema de respuesta ante situación de crisis de abastecimiento de petróleo.

Fuente: AIE (2010).

Así, desde su creación, la AIE ha intervenido en tres ocasiones para hacer llegar petróleo adicional al mercado mediante una acción coordinada: como respuesta a la Guerra del Golfo de 1991, a los huracanes *Katrina* y *Rita* en el Golfo de México en 2005 y, más recientemente, en junio de 2011 ante la creciente demanda de petróleo de China y la falta de suministro por parte de Libia²⁸⁴. Si bien en todas estas ocasiones la liberación de reservas tuvo un efecto inmediato en la bajada de los precios del petróleo, ha sido en esta última ocasión en la que se ha puesto de manifiesto la capacidad de la Agencia para presionar a la OPEP en su toma de decisiones políticas sobre el aumento de la producción de crudo²⁸⁵.

²⁸⁴ Durante las revueltas sociales ocurridas desde comienzos de 2011 en países del Magreb y Oriente Medio como Túnez, Yemen, Argelia, Egipto o Libia, la AIE ha puesto de manifiesto su capacidad de abastecer el mercado mundial de crudo en caso de que se produjera una situación de desabastecimiento derivada de tales situaciones de crisis. Más información disponible en la página web de la AIE: “IEA Governing Board Statement on Libya”, disponible en: http://www.iea.org/index_info.asp?id=1834.

²⁸⁵ A este respecto, véase: G. Escribano, “La Agencia Internacional de la Energía responde a la crisis libia”, ARI 117/2011, Real Instituto Elcano, 7 de julio de 2011.

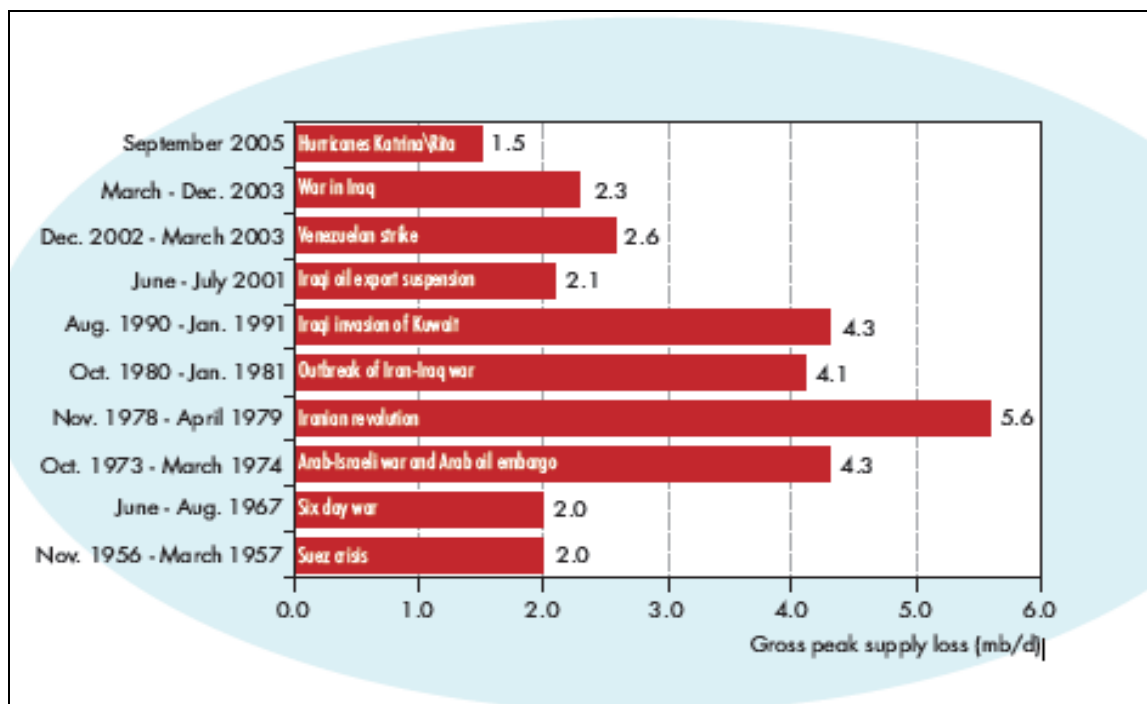


Figura 27. Gráfico de las principales crisis energéticas mundiales 1957-2006.
Fuente: AIE (2007).

➤ La Agencia Internacional de la Energía Atómica y su implicación en el desarrollo del Derecho de la Energía Nuclear.

Por otro lado, en el ámbito de las organizaciones internacionales en materia de energía no debemos olvidar a la Agencia Internacional de la Energía Atómica (AIEA), creada en 1957 para regular los materiales e instalaciones nucleares con el fin de que no sean utilizados con fines bélicos, y cuyos principios fundacionales han sido fuente normativa de las principales disposiciones en materia de energía nuclear dictadas en las últimas décadas.

Los orígenes de la Agencia se encuentran en el discurso “*Átomos por la paz*”, pronunciado el 8 de diciembre de 1953 por el presidente americano Eisenhower ante la Asamblea General de UN, como consecuencia de la creciente proliferación de armas nucleares y los constantes ensayos llevados a cabo por las principales naciones del mundo.

Así, la Agencia Internacional de la Energía Atómica nació el 29 de julio de 1957 con sede en Viena y, aunque inicialmente su estatuto fue ratificado por 81 naciones²⁸⁶, los inicios de esta nueva organización no fueron fáciles, en particular durante la crisis de los misiles cubanos de 1961 y, posteriormente, el accidente de la central nuclear de Chernóbil de 1986. Tras la mencionada crisis, su principal contribución llegó con la aprobación del Tratado de No Proliferación de Armas Nucleares de 1968, que logró el compromiso por parte de EEUU, la antigua URSS, Reino Unido, Francia y China de congelar el número de armas nucleares declaradas y logró la renuncia a la opción nuclear de otros Estados.

La Agencia fue creada con un doble propósito: promover los usos pacíficos de la energía atómica en todo el mundo, y hacerlo de tal manera que la existencia de la Agencia no pueda ser utilizada para fines militares. Los objetivos de la Agencia en el campo de la seguridad nuclear y de la protección del medio ambiente son el garantizar la utilización segura de la energía nuclear y la protección frente a los efectos nocivos de la radiación, así como impedir la liberación de productos radiactivos o no radiactivos de las instalaciones.

Aunque tiene un carácter autónomo, la AIEA es un componente del sistema de las Naciones Unidas y envía informes de su trabajo a la Asamblea General de la ONU y, cuando proceda, al Consejo de Seguridad, al Consejo Económico y Social (ECOSOC) y demás organismos de las Naciones Unidas sobre materias de sus respectivas competencias.

Este organismo está dirigido por un Director General, un gabinete formado por seis Subdirectores Generales, una Junta de Gobernadores y una Conferencia General, compuesta por la totalidad de los Estados Miembros, y que se convoca al menos una vez al año.

La Junta de Gobernadores es uno de los órganos encargados de la política de la Agencia. Está compuesta por treinta y cinco Estados nombrados por la Conferencia General y en él se abordan los asuntos más importantes, incluido la admisión de nuevos miembros y los programas de trabajo.

²⁸⁶ En la actualidad cuenta con 151 Estados miembros.

El Director General es asesorado en cuestiones técnicas y científicas por el Comité Asesor Científico compuesto por miembros en todos los campos de la ciencia nuclear y con nombramientos por periodo de tres años. Otro importante Comité es el Grupo Asesor Permanente sobre Mejoras de las Protecciones (SAGSI) que proporciona información sobre aspectos técnicos de las protecciones.

Entre los hitos más recientes de esta Agencia destacan las inspecciones a instalaciones nucleares llevada a cabo en Irak en 1991 y 2002²⁸⁷, en la República Democrática de Corea e Irán en 1994.

➤ El Foro Internacional de Energía (IEF).

Este Foro nació en 1991 tras el primer encuentro para el diálogo entre países productores y consumidores de energía; posteriormente, en 1994 se constituyó como Foro Internacional de Energía que reúne a Ministros de Energía de países productores y consumidores, industrializados y en vías de desarrollo, con el fin de promover el dialogo y la cooperación entre los países productores y consumidores de gas y petróleo y las organizaciones internacionales²⁸⁸. Sus reuniones bianuales son preparadas por una Secretaria internacional que tiene su sede en Riad (Arabia Saudita). En estas reuniones, los asistentes abordan cuestiones relacionadas con la seguridad energética, el desarrollo sostenible, las fuentes de energía y mercados energéticos, las inversiones en infraestructuras, el desarrollo tecnológico, etc. En 2004, se creó un foro paralelo (*International Energy Business Forum*) que involucra a miembros de la industria y cuyas reuniones tienen lugar con ocasión de las reuniones ministeriales. Su objetivo es facilitar el diálogo entre gobiernos y agentes de los mercados de energía y sus conclusiones son tenidas en cuenta para preparar los temas a abordar durante las reuniones ministeriales.

La organización ha puesto en marcha un ambicioso programa de intercambio de información llamado Iniciativa Conjunta de Datos sobre el Petróleo (*Joint Oil Data Initiative - JODI*), cuyo objeto es crear una base de datos que elabore estadísticas

²⁸⁷ La Resolución 1441 de la ONU impone a Irak un régimen de inspecciones destinado a eliminar las armas de destrucción masiva en caso de existencia.

²⁸⁸ <http://www.ief.org/Pages/index.aspx>.

mensuales de petróleo que permita subsanar la falta de transparencia existente en el mercado mundial del petróleo, reducir los costes de transacción en los mercados de la energía y reducir la volatilidad de los precios. A este respecto, siete organizaciones internacionales han recibido el encargo de recopilar datos sobre los países que forman parte del FIE²⁸⁹, los cuales representan el 90 por ciento de la oferta y la demanda mundial de petróleo.

En su reunión extraordinaria celebrada en Riad el 22 de febrero de 2011, con ocasión de la celebración del décimo aniversario de la constitución de este Foro, y con el objetivo de analizar las consecuencias en el precio del petróleo derivadas de las revueltas populares acontecidas en los países del Magreb y Oriente Medio, los ochenta y seis países asistentes llegaron a un nuevo acuerdo de cooperación en el ámbito energético a nivel internacional (*International Energy Forum Charter*²⁹⁰). Este acuerdo refuerza el compromiso político por parte de países productores, de tránsito y consumidores para construir un diálogo productivo que permita lograr una mayor transparencia de la información en los mercados de energía físicos y financieros, coordinar la regulación energética en el contexto internacional, crear plataformas de intercambios de experiencias sobre el funcionamiento de los mercados de energía a corto, medio y largo plazo, y analizar el comportamiento de los mercados.

➤ **La Asociación Internacional para la Cooperación en materia de Eficiencia Energética (IPEEC).**

Durante la cumbre del G8 de Heiligendamm (Alemania) en junio de 2007, los Jefes de Estado y de Gobierno participantes debatieron la propuesta realizada por la UE de adoptar una estrategia sobre eficiencia energética a nivel internacional que permita obtener resultados en materia de cambio climático en términos globales. Con este espíritu, durante la reunión de Ministros de Energía del G8, celebrada en Aomori (Japón) el 8 de junio de 2008, nació la Asociación Internacional para la Cooperación en materia de Eficiencia

²⁸⁹ CEAP (Foro de Cooperación Económica Asia-Pacífico), Eurostat, AIE, FIE, OLADE (Organización Latinoamericana de Energía), OPEP y UNSD (División de Estadística de las Naciones Unidas). Se prevé que en 2011-2012 se pueda ampliar la elaboración de estadísticas mensuales al sector del gas natural.

²⁹⁰ Disponible en:
<http://www.ief.org/whatsnew/Documents/EMM%20Joint%20Concluding%20Statement.pdf>.

Energética (International Partnership for Energy Efficiency Cooperation-IPEEC²⁹¹), integrada por los países del G8, la UE, China, la India y Corea del Sur. Posteriormente, México y Brasil manifestaron su interés por adherirse a esta asociación. En la reunión preparatoria auspiciada por la AIE en París, el 16 de diciembre de 2008, los países miembros acordaron las principales líneas de actuación de la asociación y decidieron establecer la Secretaría de la misma en la propia AIE.

El propósito de esta asociación es servir de foro internacional de alto nivel para fomentar los avances en materia de eficiencia energética conforme a unos proyectos iniciales centrados en promover la eficiencia energética en los edificios, realizar análisis comparativos de las medidas sobre eficiencia energética puestas en marcha por los distintos ordenamientos jurídicos nacionales, recoger información y promover buenas prácticas en materia de eficiencia energética, entre otras.

➤ **La reciente creación de la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA)²⁹² como respuesta a la creciente preocupación mundial por las cuestiones medioambientales.**

Por último, la creciente preocupación por las cuestiones que afectan al calentamiento global, el agotamiento de los recursos naturales, el crecimiento de la población mundial, la creciente demanda energética, el aumento de los precios de la energía y la distribución desigual de las fuentes energéticas, ha conducido a los Estados a tomar conciencia de la necesidad urgente de transformar el sector energético actual (basado fundamentalmente en combustibles fósiles) en uno basado en energías renovables y tecnologías eficientes.

Con el fin de hacer frente a estos retos en 2009 se creó IRENA, como la primera organización internacional que aspira a convertirse en la principal fuerza impulsora que promueva, a escala mundial, una rápida transición hacia el uso amplio y sostenible de las energías renovables.

²⁹¹ <http://www.ipeec.org/>

²⁹² <http://www.irena.org/>

La nueva agencia fue oficialmente constituida en Bonn y, a primeros de 2011, ciento cuarenta y ocho Estados (48 africanos, 38 europeos, 35 asiáticos, 17 americanos y 10 de Oceanía), junto con la UE²⁹³, habían firmado su Estatuto. Su sede se establecerá finalmente en Abu Dabi.

Para el cumplimiento de sus objetivos la nueva Agencia tendrá que colaborar con otras organizaciones e iniciativas que comparten su interés por la promoción de las energías renovables, tales como la Agencia Internacional de la Energía, el Programa sobre Medioambiente de Naciones Unidas, el Programa para el Desarrollo de Naciones Unidas, la Organización para el Desarrollo Industrial de Naciones Unidas, el Banco Mundial, el Partenariado para la Energía Renovable y la Eficiencia Energética y la Red de Política Energética Renovable para el siglo XXI, entre otros.

III.1.1.2. La regulación del comercio internacional y la protección de las inversiones en el sector de la energía: la OMC, el GATT y el Tratado de la Carta de la Energía.

Las normas del ordenamiento jurídico internacional que regulan los aspectos relacionados con el comercio y las inversiones forman parte de la rama del Derecho Internacional Público denominado Derecho Económico Internacional, el cual regula las relaciones económicas entre Estados y también, cada vez más, entre actores no estatales.

En este ámbito, los aspectos comerciales se han desarrollado principalmente mediante tratados, especialmente en el marco de la OMC, y sus acuerdos relacionados. Sin embargo, la ausencia normativa en materia de inversiones propició que, tras la II Guerra Mundial, se produjeran multitud de intentos por parte de los Estados para establecer reglas multilaterales que regularan la protección de las inversiones extranjeras, los cuales resultaron infructuosos²⁹⁴. Ante su imposibilidad, los Estados desarrollados se centraron en

²⁹³ En nombre y representación de la Comunidad Europea, el Comisario de Energía, Andris Piebalgs, y el Secretario de Estado sueco, Ola Altera, suscribieron los Estatutos de IRENA el 23 de noviembre de 2009. Tras la entrada en vigor del Tratado de Lisboa, la Unión Europea sucedió a la Comunidad Europea en sus derechos y obligaciones. Por este motivo, la UE adoptó una declaración de competencias mediante Decisión del Consejo de 24 de junio de 2010. De este modo, la UE ha sido la primera organización intergubernamental en unirse a la nueva agencia. España, por su parte, ratificó el Estatuto de IRENA el 28 de marzo de 2011.

promover acuerdos bilaterales (conocidos como acuerdos bilaterales de promoción y protección recíproca de inversiones -APPRI²⁹⁵- o, según la doctrina anglosajona “*bilateral investment treaties*” –BITs-), con el fin de proteger sus inversiones en países en vías de desarrollo. Pero al analizar su contenido, son frecuentes las incoherencias y desequilibrios entre las partes, ya que estos acuerdos han sido utilizados por los países más fuertes económicamente para imponer sus respectivos modelos económicos a países menos desarrollados, y así obtener beneficios adicionales en la relación de cooperación que estos acuerdos promueven²⁹⁶.

Ante esta disparidad entre los acuerdos bilaterales, los Estados acordaron que era necesario establecer un marco común que proporcionara la seguridad jurídica necesaria para fomentar las inversiones, garantizar los flujos transfronterizos de energía y promover la producción eficiente y el uso de la energía.

Con este espíritu comenzaron a surgir los primeros acuerdos de carácter regional (entre los que hay que destacar el Tratado de la Carta de la Energía en el ámbito europeo) que, como se expondrá más adelante, han contribuido inexorablemente al establecimiento de marcos legales estables para favorecer las inversiones en países con recursos energéticos, en particular, en el ámbito de proyectos de infraestructuras energéticas de gran envergadura.

²⁹⁴ El primer intento tuvo lugar con la Carta de la Habana de 1948. A este respecto, consúltese: http://www.wto.org/spanish/thewto_s/whatis_s/tif_s/fact4_s.htm.

²⁹⁵ El primer acuerdo bilateral se suscribió en 1959 y, tras este, se suscribieron otros 70 acuerdos en la década de los 60, 93 más en la década de los 70 hasta llegar a los más de 2500 acuerdos bilaterales que existen actualmente. Estos acuerdos suelen responder a dos modelos: por un lado, el modelo en el que el inversor debe tratar de llegar a un acuerdo con el Estado huésped y, transcurrido un tiempo sin conseguirlo, puede optar por acudir a los tribunales del Estado huésped o al arbitraje internacional; y, un segundo modelo en el que una vez expirado el plazo establecido para llegar a un acuerdo amistoso, el inversor debe someter la controversia a los tribunales nacionales, y si estos no resuelven la cuestión en el tiempo estipulado en el propio acuerdo bilateral o la sentencia fuese desestimatoria, el inversor podrá acudir al arbitraje internacional.

²⁹⁶ A este respecto consúltese el Informe Mundial sobre las Inversiones de la UNCTAD de 2006, p. 26. Disponible en: http://www.unctad.org/sp/docs/wir2006overview_sp.pdf.

➤ **La energía en el ámbito de la Organización Mundial del Comercio (OMC) y el Acuerdo General sobre Aranceles Aduaneros y Comercio (GATT).**

La OMC se constituyó el 1 de enero de 1995 como un foro de negociación de carácter multilateral al que acuden los gobiernos de los Estados Miembros para tratar de arreglar los problemas comerciales que surgen entre sí. Su núcleo está formado por los Acuerdos de la OMC, negociados y firmados por la mayoría de los países que participan en el comercio mundial, y que consagran las normas jurídicas fundamentales del comercio internacional. Son, esencialmente, acuerdos que obligan a los gobiernos a mantener sus políticas comerciales dentro de los límites convenidos.

Pero la OMC no se dedica solamente a la liberalización del comercio. Sus normas también tratan de reducir las barreras legales y los obstáculos existentes a los intercambios comerciales, por ejemplo, para proteger a los consumidores, impedir la propagación de enfermedades o proteger el medio ambiente.

Aunque la OMC nació formalmente el 1 de enero de 1995, su sistema de comercio tiene casi medio siglo de existencia. Desde 1948, el Acuerdo General sobre Aranceles Aduaneros y Comercio (GATT) ha establecido las reglas del sistema, y no pasó mucho tiempo antes de que el Acuerdo General diera origen a una organización internacional *de facto*, no oficial, conocida también informalmente como el GATT.

A lo largo de los años, el GATT evolucionó como consecuencia de varias rondas de negociaciones. La última y más importante fue la Ronda Uruguay, que se desarrolló entre 1986 y 1994, y que dio lugar a la creación de la OMC. Mientras que el GATT se había ocupado principalmente del comercio de mercancías, en esta Ronda se acordó que la OMC, y sus Acuerdos, abarcaran el comercio de servicios y el régimen de las inversiones, invenciones, creaciones y dibujos y modelos que son objeto de transacciones comerciales (propiedad intelectual).

El propósito primordial del sistema es ayudar a que las corrientes comerciales circulen con la máxima libertad posible, evitando siempre que se produzcan efectos secundarios desfavorables que aminoren el desarrollo económico y el bienestar. Esto

conlleve, por un lado, la eliminación de obstáculos y, por otro, tratar de dotar de transparencia y fiabilidad a las normas que rigen el comercio en todo el mundo.

Y, dado que las relaciones comerciales llevan a menudo aparejados intereses contrapuestos, otro de sus principales objetivos es servir de ayuda para resolver las diferencias que surjan entre sus miembros. Para ello, la manera más armoniosa de resolver estas diferencias es mediante un procedimiento imparcial, basado en un fundamento jurídico convenido, que inspira el proceso de solución de diferencias establecido en los Acuerdos de la OMC.

En el marco del GATT y la OMC no existe un acuerdo específico sectorial para el sector energético, por lo que las cuestiones que surgen en relación con el comercio de bienes y servicios energéticos se resuelven, con carácter general, conforme a las reglas generales del GATT de 1994 y el Acuerdo General sobre el Comercio de Servicios (AGCS). Y respecto al ámbito que afecta a la protección de las inversiones en proyectos energéticos, se ha especulado sobre la aplicabilidad a esta materia del Acuerdo sobre las Medidas en materia de Inversiones relacionadas con el Comercio (MIC).

En cuanto al comercio de bienes, según se estipula en el preámbulo del GATT, uno de sus propósitos esenciales es reducir y eliminar las restricciones cuantitativas, tarifas y restricciones a las exportaciones, así como los subsidios y otras medidas que traten de distorsionar el comercio, bajo los principios generales de no discriminación, nación más favorecida²⁹⁷ e igualdad de trato para nacionales y extranjeros²⁹⁸. No obstante lo anterior, y

²⁹⁷La cláusula de nación más favorecida (NMF) consiste en una disposición convencional en virtud de la cual una parte (la concedente) contrae la obligación de otorgar a la otra (la beneficiaria) o a las personas o cosas que guardan con ella una determinada relación, un trato no menos favorable que el que confiere al tercero de la misma naturaleza más favorecido o a las personas y cosas que guardan con él idéntica relación. Según expuso la propia CIJ en el asunto de los *“Derechos de los nacionales de Estados Unidos en Marruecos”* (1952), se trata de *“establecer y mantener en todo momento una igualdad fundamental...sin discriminación entre los países interesados”*, evitando situaciones de relativa desventaja respecto de terceros que han negociado con más habilidad o posteriormente.

Según este principio, los países no pueden normalmente establecer discriminaciones entre sus diversos interlocutores comerciales. Si se concede a un país una ventaja especial (por ejemplo, la reducción del tipo arancelario aplicable a uno de sus productos), se tiene que hacer lo mismo con todos los demás Miembros de la OMC. No obstante, se permiten ciertas excepciones. Por ejemplo, los países pueden establecer un acuerdo de libre comercio que se aplique únicamente a los productos objeto de comercio dentro del grupo y hacer discriminaciones con respecto a los productos de terceros países. O pueden otorgar acceso especial a sus mercados a los países en desarrollo. O bien un país puede poner obstáculos a los productos que se consideren objeto de un comercio desleal procedentes de países específicos. Y, en el caso de los servicios, se permite que los países, en ciertas circunstancias restringidas, apliquen discriminaciones. Sin embargo, los acuerdos sólo permiten estas excepciones con arreglo a condiciones estrictas. En general, el trato NMF

a pesar de que algunos países exportadores de energía que pertenecían a organizaciones con una clara política de restricciones al comercio de energía como la OPEP eran, a su vez, miembros del GATT, no se incluyó un capítulo específico dedicado al comercio de petróleo en las negociaciones de 1973 y 1979²⁹⁹.

Esto no es óbice para que, en la actualidad, se considere que los productos energéticos entran dentro del ámbito de aplicación del GATT y la OMC y, por tanto, se encuentran sujetos a sus previsiones generales en materia de comercio de bienes y servicios, si bien la aplicación en el sector energético de los principios generales antes mencionados (como el principio de nación más favorecida o de no discriminación) puede presentar ciertas peculiaridades que deben tenerse en cuenta.

significa que cada vez que un país reduce un obstáculo al comercio o abre un mercado, tiene que hacer lo mismo para los mismos productos o servicios de todos sus interlocutores comerciales, sean ricos o pobres, débiles o fuertes.

Para un análisis más completo, consúltese: A. Remiro, R. Riquelme y otros autores, *“Derecho Internacional”*, Tirant Lo Blanch, Valencia, 2007, p. 591 y ss.

²⁹⁸ Según el principio de *“igualdad de trato”*, las mercancías importadas y las producidas en el país deben recibir el mismo trato, al menos después de que las mercancías extranjeras hayan entrado en el mercado. Lo mismo debe ocurrir en el caso de los servicios extranjeros y los nacionales, y en el de las marcas de fábrica o de comercio, los derechos de autor y las patentes extranjeras y nacionales. Este principio de *“tratamiento nacional”*, por el que las partes se comprometen a otorgar a los nacionales de las otras partes el mismo trato que dispensan a sus propios nacionales, figura también en los tres principales Acuerdos de la OMC (artículo 3 del GATT, artículo 17 del AGCS y artículo 3 del Acuerdo sobre los ADPIC), aunque también en este caso se aborda en cada uno de ellos el principio de manera ligeramente diferente. El trato nacional sólo se aplica una vez que el producto, el servicio o la obra de propiedad intelectual ha entrado en el mercado. Por lo tanto, la aplicación de derechos de aduana a las importaciones no constituye una transgresión del trato nacional, aunque a los productos fabricados en el país no se les aplique un impuesto equivalente.

²⁹⁹ Durante las Rondas de Tokio (1973-1979) y Uruguay (1986-1993) algunos países miembro plantearon los problemas que suscitaban determinadas Políticas Energéticas de algunos países exportadores, en particular en cuanto a las políticas de “doble precio” de la energía, los subsidios, las restricciones a las exportaciones y la discriminación en materia de política fiscal. Esta práctica del “doble precio” es un tema de importancia en el sector petrolífero ya que, de este modo, los gobiernos mantienen los precios internos más bajos (o los precios de exportación más altos) de lo que serían si fueran determinados por las fuerzas del mercado. Esto es de fundamental importancia para los países productores de petróleo, ya que les permite utilizar sus recursos naturales para promover su industrialización a través de la inversión y apoyar la competitividad del sector industrial.

Sin embargo, la resistencia que presentaron los países ricos en recursos energéticos naturales impidieron alcanzar un acuerdo que estableciera reglas específicas en esta materia. Esto es consecuencia de un “pacto entre caballeros” derivado más de implicaciones políticas que de cuestiones comerciales. Parece obvio que las políticas practicadas por los países de la OPEP de restringir las exportaciones de crudo para proteger la industria petrolífera nacional, y para evitar la competencia de precios entre países exportadores de crudo, así como las políticas de fijación de precios a la producción de crudo, chocan frontalmente con las prohibiciones de restricciones cuantitativas del comercio de bienes establecidos por el GATT. No obstante, hasta la fecha, no se ha presentado ninguna reclamación ante el órgano de solución de diferencias de la OMC por conductas anticompetitivas llevadas a cabo por los países miembros de la OPEP.

Piénsese por ejemplo en la aplicación del “principio de igualdad de trato”, según el cual se prohíbe dar un tratamiento impositivo diferente a productos considerados “iguales” o entre categorías de productos que puedan “competir directamente” o que puedan llegar a ser “sustituibles” el uno por el otro.

Esta cuestión de la “*sustituibilidad*” puede llegar a ser muy conflictiva en el ámbito energético, ya que algunas *commodities* como el gas y el petróleo pueden llegar a ser consideradas como “sustituibles” en cuanto a sus usos energéticos. Sin embargo, mientras que el petróleo puede fácilmente reemplazar al gas en prácticamente todos los sectores, a día de hoy el gas difícilmente puede reemplazar al petróleo en algunos sectores como el transporte, en el que los productos petrolíferos (tales como la gasolina, el diesel o el queroseno) ocupan todavía una posición dominante indiscutible.

Además, a la hora de analizar la similitud entre los productos deben tenerse en cuenta factores como sus características físicas, el uso final de los productos, los gustos y preferencias de los consumidores y su clasificación arancelaria³⁰⁰. Así, en el asunto *United States Auto-taxes* (1994), el Panel del GATT constituido al efecto consideró que la normativa norteamericana que aplicaba un gravamen a vehículos de alta gama era consistente con las disposiciones del GATT, al entender que aquellos coches que presentaban un consumo de combustible más eficiente no podían asimilarse a coches de similares características pero con un consumo de combustible menos eficiente³⁰¹.

Otro principio fundamental del GATT de 1994 es la prohibición de imponer restricciones cuantitativas al comercio, que se aplica por igual a exportaciones e importaciones (artículo XI). No obstante, en el párrafo 2 a) del artículo XI existe una

³⁰⁰ Estos criterios fueron articulados por primera vez por el Grupo de Trabajo sobre los Ajustes Fiscales en Frontera, de 1970. Varios informes del Órgano de Apelación y de grupos especiales han seguido este enfoque: véase, por ejemplo, el informe del Órgano de Apelación, *Japón - Bebidas alcohólicas*. Fuente: http://www.wto.org/spanish/tratop_s/dispu_s/cases_s/1pagesum_s/ds8sum_s.pdf.

³⁰¹ En este asunto, la Comunidad Europea objetó el gravamen sobre consumo excesivo de gasolina aplicado por los EEUU a los automóviles. Los EEUU consideraban que este impuesto creaba incentivos para la compra de automóviles que consumían menos combustible y conservaban el medio ambiente. La CE adujo que el impuesto infringía el párrafo 2 del artículo II del GATT (trato nacional en materia de tributación interior) ya que casi todos los automóviles afectados por ese gravamen se importaban de la CE. El Grupo Especial del GATT sostuvo que el hecho de que casi todos los automóviles comunitarios soportaran la carga del impuesto no significaba que la medida tuviera por efecto proteger los automóviles nacionales. También sostuvo que un automóvil importado ineficiente en materia de consumo no era un producto similar a un automóvil nacional eficiente a los efectos del párrafo 2 del artículo III del GATT y, por lo tanto, cabría acordar al primero un trato diferente y menos favorable.

Fuente: DS31/R, 11 October, 1994, *United States – Taxes on Automobiles*, Report of the Panel.

excepción a esta prohibición que permite a los Miembros de la OMC imponer temporalmente prohibiciones o restricciones de la exportación “*para prevenir o remediar una escasez aguda de productos alimenticios o de otros productos esenciales para la parte contratante exportadora*”. En el ámbito energético, esta excepción sería de aplicación por aquellos países exportadores de energía que establecen restricciones a las exportaciones cuando sus reservas están en riesgo de agotarse o en aquellos supuestos en los que la tecnología empleada para la explotación de yacimientos no permite evitar las pérdidas de energía durante la misma. Y, asimismo, podría ser utilizada por un país importador para restringir las importaciones de energía procedente de fuentes contaminantes que puedan poner en peligro la conservación de los recursos naturales agotables. Sin embargo, esta medida no sería aplicable en aquellos supuestos en los que “*pueda constituir una conducta arbitraria o discriminatoria entre países en los que existen iguales condiciones o con la intención de ocultar una restricción al comercio internacional*”, principio invocado por los EEUU en el Asunto de la Gasolina contra Venezuela y Brasil (1990).

Asimismo, este principio está sujeto a varias excepciones generales cuya aplicabilidad se ha reconocido en el sector energético. En concreto, hay que destacar la prevista en el artículo XX sobre la adopción de medidas necesarias para proteger a las personas, animales, plantas o la salud³⁰², la conservación de los recursos naturales agotables (a condición de que tales medidas se apliquen conjuntamente con restricciones a la producción o al consumo nacional³⁰³), las medidas *necesarias* para el cumplimiento de

³⁰² La adopción de medidas que restrinjan el comercio con el fin de proteger a las personas, la fauna, la flora o la salud se ha aplicado al sector energético en algunos ordenamientos jurídicos de países de la UE, como en Luxemburgo o Austria, en los que se han prohibido contratos de suministro eléctrico con países no pertenecientes a la UE al considerar que sus instalaciones energéticas podían generar un daño directo o indirecto a las personas o carecían de una gestión de residuos adecuada. Además, según este principio se podrían establecer restricciones al comercio de electricidad generada en centrales nucleares o centrales térmicas, en función del riesgo potencial de contaminación dimanante de las radiaciones y residuos nucleares o el dióxido de sulfuro que estas producen.

³⁰³ La primera controversia resuelta con arreglo al mecanismo mejorado de solución de diferencias de la OMC se refirió al sector del petróleo. Venezuela, junto con Brasil, cuestionaron con éxito las disposiciones de los EEUU sobre combustibles y aditivos a los mismos (el llamado caso de la gasolina) que favorecía a los refinadores nacionales. El Grupo Especial de la OMC encontró que los EEUU habían infringido su obligación de trato nacional al imponer normas menos favorables a la gasolina importada. En el recurso, el Órgano de Apelación modificó el informe del Grupo Especial en lo que respecta a la interpretación de apartado g) del artículo XX del GATT, pero dejó intactas sus conclusiones. Es decir, confirmó el derecho de los estados de proteger los recursos naturales agotables. Los miembros de la OMC tienen la autonomía de determinar sus propias políticas y objetivos ambientales y de implementar la legislación correspondiente. Con respecto a la OMC, esa autonomía está limitada sólo por la necesidad de respetar las normas del GATT y sus acuerdos asociados.

Fuente: http://www.wto.org/english/tratop_e/envir_e/edis07_e.htm.

la ley o los reglamentos vigentes (siempre que no sea incompatible con los principios del GATT³⁰⁴), o las excepciones relativas a la seguridad previstas en el artículo XXI.

En materia de libertad de tránsito, el artículo V del GATT contiene las normas aplicables a las mercancías, los barcos y otros medios de transporte que se consideran “tráfico en tránsito”, es decir, que cruzan el territorio de otro Miembro de la OMC, y el paso constituye sólo una parte de un viaje completo que comienza y termina fuera de las fronteras del Miembro por cuyo territorio se efectúa. Este artículo garantiza que habrá libertad de tránsito por el territorio de cada Miembro de la OMC para el tráfico en tránsito con destino al territorio de otro Miembro o procedente de él, que utilice las rutas más convenientes para el tránsito internacional. Al tráfico en tránsito deberá concedérsele también el trato NMF con respecto a todas las cargas, reglamentaciones y formalidades relativas al tránsito.

En los últimos años, se han debatido en la OMC varias cuestiones relacionadas con el tránsito de recursos naturales, en particular respecto al gas. El artículo V del GATT obliga a los Miembros de la OMC a garantizar la libertad de tránsito por su territorio. Esta libertad evita que terceros países impidan el comercio y permite a los exportadores reducir los costes de transporte. No obstante, hay opiniones divergentes acerca del alcance del artículo V y, en particular, si su contenido se aplica únicamente a los modos de transporte “móviles” o también al transporte a través de infraestructuras fijas, como las tuberías. En el primer caso, implicaría que no estaría garantizada la libertad de tránsito para los recursos naturales transportados por tubería³⁰⁵.

Por su parte, el Acuerdo General sobre el Comercio de Servicios (AGCS) es el primer y único conjunto de normas multilaterales que regulan el comercio internacional de

³⁰⁴ Este sería el caso de legislaciones que protegen la existencia de monopolios.

³⁰⁵ La importancia de las normas de tránsito para el comercio de productos relacionados con la energía, en particular el petróleo y el gas, ha contribuido a resaltar la importancia del artículo V del GATT en la OMC. En las negociaciones de la Ronda de Doha sobre la facilitación del comercio, se ha propuesto que el artículo V se aplique expresamente a las infraestructuras fijas (como las tuberías y redes). De esa manera, se garantizaría que las empresas con privilegios especiales cumplieran las disciplinas sobre el tránsito. Se ha propuesto también el establecimiento de una obligación general de trato nacional para las mercancías en tránsito. El alcance del artículo V se ha examinado también en negociaciones de adhesión a la OMC y, de hecho, varios Miembros que se han adherido recientemente a la OMC han confirmado en su Protocolo de Adhesión el compromiso de cumplir las obligaciones de la OMC sobre el tránsito y, en un caso, se ha hecho referencia expresa a la energía. Fuente: Wen-chen Shih, “*Energy Security, GATT/WTO, and Regional Agreements*”, *Natural Resources Journal*, Vol. 49 Spring 2009, p. 434.

servicios. Negociado en la Ronda Uruguay, se elaboró en respuesta al enorme crecimiento de la economía de servicios durante los treinta últimos años y al mayor potencial de comercialización de los servicios como consecuencia de la revolución de las comunicaciones³⁰⁶.

Desde el comienzo de la década de los noventa, cuando el sector de la energía estaba dominado en gran medida por servicios públicos estatales, se iniciaron los procesos de privatización y liberalización, con el surgimiento de nuevas actividades de servicios³⁰⁷. Estos cambios estructurales, aún en curso, pusieron de manifiesto la necesidad de incorporar la regulación de los servicios de energía en el ámbito de las negociaciones en materia de servicios.

Así, a día de hoy, el Acuerdo General sobre el Comercio de Servicios (AGCS) abarca los servicios de transporte de energía y, en particular, los servicios relacionados con la distribución de energía (servicios de transporte y distribución, a comisión o por contrata, de electricidad, combustibles gaseosos, vapor y agua caliente) y el transporte por tuberías de petróleo crudo o refinado, productos derivados del petróleo y gas natural³⁰⁸. Por tanto, el AGCS brinda un marco para negociar compromisos sobre el comercio de servicios que pueden desplazarse a través de las fronteras (como el transporte marítimo o el que se hace por oleoductos y gasoductos), la presencia comercial (por ejemplo, la inversión extranjera en servicios en los campos petrolíferos) o el movimiento de personas naturales (como la entrada de extranjeros para efectuar servicios de exploración o de otra índole en los yacimientos de petróleo).

³⁰⁶ Cuando a mediados de los ochenta se lanzó la idea de incorporar normas sobre los servicios en el sistema multilateral de comercio, una serie de países se mostraron escépticos e incluso se opusieron a ello, argumentando que un acuerdo de ese tipo podría reducir la capacidad de los gobiernos para tratar de lograr objetivos de la política nacional y restringir sus facultades de reglamentación. Sin embargo, el Acuerdo que finalmente se alcanzó ha permitido un alto grado de flexibilidad, tanto en el marco de las normas como también en lo que se refiere a los compromisos de acceso a los mercados.

³⁰⁷ Los servicios energéticos son indispensables en cada eslabón del proceso productivo, que abarca desde la exploración de los recursos energéticos hasta el suministro de energía al consumidor, y comprende la producción, el refinado, la comercialización, el transporte por tubería, la distribución y el suministro. Antes de la liberalización, estos servicios se encontraban integrados y, generalmente, eran prestados por compañías públicas.

³⁰⁸ Los servicios de transporte y distribución de energía han quedado al margen de las negociaciones sobre acceso a los mercados para los servicios de la Ronda de Doha, ya que continúa siendo un tema delicado para la mayoría de los Miembros de la OMC. La resistencia a asumir compromisos en el marco del AGCS en esos dos sectores contrasta con el interés manifestado por varios Miembros de negociar compromisos en otros servicios relacionados con la energía, en particular, la exploración, la extracción, la ingeniería y la consultoría.

El Acuerdo General sobre el Comercio de Servicios consta de tres elementos: el texto principal, que contiene obligaciones y disciplinas generales; los Anexos, que tratan de normas aplicables a determinados sectores; y los compromisos específicos contraídos por los distintos países de otorgar acceso a sus mercados, en los que se incluye la oportuna indicación cuando los países no aplican temporalmente el principio de “*nación más favorecida*”³⁰⁹. Estos compromisos específicos contribuyen a la previsibilidad y estabilidad de las condiciones de acceso a los mercados para los proveedores y suministros de servicios extranjeros. No obstante, en lo que se refiere a las redes de transporte de energía, quizá no sean suficientes para garantizar una competencia y un acceso efectivos, teniendo en cuenta la existencia de grandes monopolios estatales verticalmente integrados que tradicionalmente han gestionado las redes de transporte y distribución³¹⁰.

En cualquier caso, los servicios de energía no fueron objeto de negociación separada en la Ronda Uruguay. A pesar de ello, unos pocos Miembros de la OMC asumieron compromisos limitados en tres sectores relacionados con la energía: los servicios relacionados con la minería, los relacionados con la distribución de energía³¹¹ y los referidos al transporte de combustibles por tubería³¹².

³⁰⁹ Si bien todos los Miembros de la OMC deben ofrecer el trato de la nación más favorecida a los servicios y proveedores de servicios de los dos sectores energéticos antes mencionados, pocos han asumido compromisos específicos en el marco del AGCS. Sólo las listas de 18 Miembros recogen compromisos sobre los servicios relacionados con la distribución de la electricidad y 12 sobre el transporte por tuberías.

³¹⁰ Aunque el artículo VIII del AGCS impone algunas restricciones a los monopolios y proveedores exclusivos, estas siguen siendo insuficientes para garantizar un acceso justo y equitativo a las redes de energía. Esta es la razón por la que algunos Miembros de la OMC propusieron disciplinas adicionales para los servicios de energía inspiradas en el Documento de Referencia sobre los servicios de telecomunicaciones de 24 de abril de 1996, como el acceso no discriminatorio de terceros a las redes y otras infraestructuras esenciales y la interconexión con ellas, el establecimiento de un organismo regulador independiente, y prescripciones que impidan determinadas prácticas contrarias a la competencia para los servicios de energía en general. Este Documento de Referencia se encuentra disponible en: http://www.wto.org/spanish/tratop_s/serv_s/telecom_s/tel23_s.htm.

³¹¹ Este es el caso de EEUU o Australia.

³¹² Este es el caso de Australia o Hungría. No obstante, se ha establecido una exención del trato de la nación más favorecida respecto del transporte de combustibles por tubería. Generalmente, el principio NMF es aplicable a todos los servicios, pero se han permitido algunas excepciones temporales especiales. Cuando entró en vigor el Acuerdo General sobre el Comercio de Servicios (AGCS), había una serie de países que habían firmado ya con sus interlocutores comerciales acuerdos preferenciales en la esfera de los servicios, bilateralmente o en pequeños grupos. Los Miembros de la OMC estimaron que era necesario mantener temporalmente esas preferencias. Se otorgaron, asimismo, el derecho a seguir dispensando un trato más favorable a determinados países en determinadas actividades de servicios, mediante la enumeración de “*exenciones del trato NMF*” junto con sus compromisos iniciales. Con el fin de proteger el principio NMF general, las exenciones únicamente podían hacerse una vez, por lo que no puede añadirse nada a las listas. Actualmente esas exenciones están en curso de examen, según lo prescrito, y su duración no será normalmente superior a diez años.

En un principio, los servicios de energía fueron incluidos en las negociaciones sobre los servicios iniciadas en enero de 2000³¹³. Después de la Declaración Ministerial de Hong Kong de diciembre de 2005³¹⁴, un grupo de Miembros remitió una petición colectiva indicando doce tipos de actividades relacionadas con la energía y correspondientes a tres sectores principales: los servicios prestados a las empresas (incluyendo actividades tales como los servicios de ingeniería, de ensayos y análisis técnicos y los servicios relacionados con la minería), de construcción (por ejemplo, de tuberías de larga distancia y a nivel local) y de distribución (venta al por mayor y al por menor de ciertos productos energéticos). Esta petición procura compromisos nuevos o ampliados respecto de los cuatro modos de suministro, con especial hincapié en el modo 3 (establecimiento por una empresa de filiales para prestar servicios en otro país³¹⁵). La petición no hace distinciones referentes a la

³¹³ En el AGCS se encomienda a los gobiernos Miembros de la OMC liberalizar progresivamente el comercio de servicios, mediante sucesivas rondas de negociaciones. Con arreglo al mandato del artículo XIX, la ronda de negociaciones más reciente comenzó en enero de 2000. En marzo de 2001, el Consejo del Comercio de Servicios adoptó las Directrices y procedimientos para las negociaciones sobre el comercio de servicios. En la Conferencia Ministerial de Doha, celebrada en noviembre de 2001, las negociaciones sobre los servicios pasaron a formar parte del “*todo único*”, en el marco del Programa de Doha para el Desarrollo. Conforme al principio del “*todo único*”, todos los temas objeto de las negociaciones han de concluirse al mismo tiempo.

³¹⁴ En la Cuarta Conferencia Ministerial, celebrada en Doha (Qatar) en noviembre de 2001, los gobiernos de los países Miembros de la OMC acordaron iniciar nuevas negociaciones y tratar la aplicación de los actuales acuerdos. El conjunto se denomina el Programa de Doha para el Desarrollo. Las negociaciones tienen lugar en el Comité de Negociaciones Comerciales y sus órganos subsidiarios, que suelen ser Consejos y Comités ordinarios que se reúnen en “sesión extraordinaria”, o grupos de negociación especialmente creados al efecto. Por su parte, la Quinta Conferencia Ministerial, celebrada en Cancún (México) en septiembre de 2003, pretendía ser una reunión de balance donde los Miembros acordaran la manera de ultimar el resto de las negociaciones. Pero la reunión no obtuvo los resultados esperados, debido a las discrepancias surgidas sobre cuestiones agrícolas. En la Conferencia Ministerial de Hong Kong, celebrada en diciembre de 2005, se lograron reducir las divergencias entre los Miembros, pero siguió habiendo algunas diferencias insuperables, y el Director General Pascal Lamy suspendió las negociaciones en julio de 2006. A principios de 2007 se hicieron esfuerzos para tratar de lograr avances significativos.

³¹⁵ El AGCS abarca todos los servicios objeto de comercio internacional, los cuales se agrupan según cuatro medios (o “modos”) de suministro de servicios: los servicios suministrados de un país a otro (por ejemplo, conferencias telefónicas internacionales), modo denominado oficialmente “suministro transfronterizo” (en la jerga de la OMC, el “modo 1”); los consumidores o empresas que hacen uso de un servicio en otro país (como el turismo), oficialmente “consumo en el extranjero” (“modo 2”); las empresas extranjeras que establecen filiales o sucursales para suministrar servicios en otro país (por ejemplo, bancos extranjeros que se establecen en un país para realizar operaciones en él), oficialmente “presencia comercial” (“modo 3”); y los particulares que se desplacen de su país para suministrar servicios en otro país (por ejemplo, modelos o consultores), oficialmente “presencia de personas físicas” (“modo 4”).

Si se aplica esta clasificación al sector energético, encontramos que la prestación de servicios relacionados con el transporte o la distribución de electricidad o gas natural a través de redes de transporte de electricidad o a través de gasoducto corresponderían al “modo 1” (al ser servicios transfronterizos suministrados desde un Estado hasta el territorio de otro Estado); los servicios energéticos que el país anfitrión encarga a un operador extranjero que construye y opera una instalación energética hasta que expira el contrato de prestación de servicios y ésta revierte en el país anfitrión pertenecerían a la categoría o “modo 3”; y los servicios de gestión técnica prestados por personas que desarrollan actividades relacionadas con la supervisión de actividades de los sectores energéticos se encontrarían dentro de la categoría o “modo 4”.

fuelle de energía, la tecnología empleada en la producción de energía o su obtención en tierra (*on shore*) o en el mar (*off shore*). Además, la petición no se extiende a la propiedad de los recursos energéticos, que permanece bajo la plena soberanía y sujeta a los derechos soberanos de cada Miembro, y que se encuentra fuera del ámbito de las negociaciones sobre el AGCS³¹⁶.

Por último, en el ámbito de la OMC también se debatió en su día sobre la aplicabilidad en el ámbito energético del Acuerdo sobre las Medidas en materia de Inversiones relacionadas con el Comercio (*Agreement on Trade-Related Investment Measures* – TRIMs) de 1994.

En principio, este Acuerdo se aplica únicamente a las medidas que afectan al comercio de mercancías. En él se reconoce que ciertas medidas pueden tener efectos de restricción y distorsión del comercio, y se estipula que ningún Miembro aplicará ninguna medida que discrimine a empresas o productos extranjeros (es decir, que infrinja el principio de “*trato nacional*” enunciado en el GATT). Proscribe también las medidas en materia de inversiones que den lugar a restricciones cuantitativas, en violación de otro principio del GATT.

Como anexo al Acuerdo se añade una lista ilustrativa de aquellas medidas que los Estados acordaron como incompatibles con los correspondientes artículos del GATT, y aunque algunas pueden tener importantes repercusiones en el sector energético (como las disposiciones en materia de contenido nacional por las que se prescriben la compra por una empresa de niveles determinados de productos de origen nacional), las mismas sólo son de aplicación a los aspectos relacionados con el comercio.

³¹⁶ Además de los objetivos mencionados, se han planteado otras cuestiones de reglamentación y compromisos adicionales que han de negociarse, entre otras la necesidad de asegurar el acceso a la energía, la fiabilidad del suministro y la protección de los consumidores y del medio ambiente (“derecho a reglamentar”).

➤ **La protección internacional de las inversiones extranjeras en el sector de la energía: el Tratado de la Carta de la Energía (TCE)³¹⁷.**

Como se expuso anteriormente, el ordenamiento jurídico internacional en materia de inversiones ha evolucionado notablemente en los últimos años, en especial a raíz de los pronunciamientos jurisprudenciales de tribunales especiales creados *ad hoc* para la resolución de conflictos particulares (como el Tribunal de Reclamaciones Irán-Estados Unidos con sede en La Haya), y de la proliferación de acuerdos bilaterales de promoción y protección recíproca de inversiones (APPRI). Desde 1959, estos acuerdos han tratado de regular las discrepancias surgidas entre compañías inversoras y Estados anfitriones, por la gran multitud de expropiaciones llevadas a cabo en el proceso de descolonización de la segunda mitad del siglo XX.

Tradicionalmente, el Derecho Internacional consuetudinario ha reconocido una gran discrecionalidad a los Estados anfitriones en el tratamiento de las inversiones extranjeras. No obstante, el Derecho imperativo ha establecido determinadas limitaciones que deben ser observadas, en particular en el ámbito de los Derechos Humanos. Este es el caso del Convenio Europeo para la Protección de los Derechos Humanos y Libertades Fundamentales de 4 de noviembre de 1950³¹⁸, el cual reconoce en su articulado el derecho a acudir a los tribunales para proteger la propiedad, el principio de igualdad ante la ley o el derecho al uso pacífico y disfrute de la propiedad privada³¹⁹.

³¹⁷ Desde la entrada en vigor del Tratado de Lisboa el 1 de diciembre de 2009, la UE tiene competencia exclusiva en materia de inversión extranjera directa, integrándola en la Política Comercial Común, por lo que la capacidad de negociar y firmar APPRI recae en la UE. Con este importante cambio en la Política Comercial comunitaria, la CE pretende que la protección de inversiones sea un ámbito a incluir en los nuevos acuerdos comerciales que la UE firme con terceros países en el futuro. Sin embargo, la complejidad del asunto y la heterogeneidad de la praxis existente entre los Estados miembros, hace que sea necesario un período transitorio de adaptación.

³¹⁸ Este Convenio fue ratificado por España con fecha 26 de septiembre de 1979, y publicado en el Boletín Oficial del Estado de 10 de octubre de 1979.

³¹⁹ Según el artículo 1 del Protocolo 1º al Convenio Europeo para la Protección de los Derechos Humanos “*toda persona física o moral tiene derecho al respeto de sus bienes. Nadie podrá ser privado de su propiedad sino por causa de utilidad pública y en las condiciones previstas por la ley y los principios generales del Derecho Internacional*”. No obstante, este derecho no es absoluto, y en el párrafo segundo del citado artículo se limita su aplicabilidad por el reconocimiento “*del derecho que poseen los Estados de dictar las leyes que estimen necesarias para la reglamentación del uso de los bienes de acuerdo con el interés general o para garantizar el pago de los impuestos, de otras contribuciones o de las multas*”. Por tanto, este derecho se debe interpretar en el sentido de tratar de conseguir el punto de equilibrio entre la protección del derecho a la propiedad y de no ser privado de la misma de forma arbitraria, por un lado, y los derechos legítimos reconocidos al Estado basados en el interés general, por otro. En cualquier caso, estos intereses del

En los últimos años, la figura de la expropiación se ha manifestado bajo múltiples formas (la privación absoluta de la propiedad, la absorción de la misma por el Estado, la imposición de restricciones sobre el ejercicio de la propiedad, la imposición arancelaria que dificulta su ejercicio, etc.) y, aunque en el Derecho Internacional no se ha alcanzado el consenso para su conceptualización, sí que se ha reconocido su ejercicio, como ocurrió en las ya citada Resolución 1803 (XVII) de la Asamblea General de NU, de 14 de diciembre de 1962, “*Soberanía permanente sobre los recursos naturales*”, la Resolución 626 (VII) de la AGNU sobre el “*Derecho a explotar libremente las riquezas y recursos naturales*” o en la Resolución 3281 (XXIX) de la AGNU, de 12 de diciembre de 1974, que aprueba la “*Carta de Derechos y Deberes Económicos de los Estados*”.

Así, en estas Resoluciones se reconoció que los Estados poseen un derecho soberano y permanente, que debe ser ejercido a favor del desarrollo nacional y del bienestar de su población, para disponer con libertad de sus riquezas naturales y recursos de acuerdo con sus intereses.

Por tanto, a día de hoy, la mayoría de los tratados en materia de protección internacional de las inversiones extranjeras reconocen el derecho a la expropiación o la nacionalización como un derecho soberano, cuyo ejercicio legítimo se encuentra sometido al cumplimiento de unos requisitos.

Estos requisitos han adquirido carácter de norma consuetudinaria y, básicamente, se pueden resumir en la necesidad de actuar con un fin público, de manera no discriminatoria, conforme a un procedimiento legal y la obligación de abonar una compensación efectiva y adecuada en resarcimiento por la propiedad expropiada. Y, en caso de incumplimiento de alguno de estos requisitos, el mismo deberá ser esgrimido y probado por el afectado, generalmente ante un tribunal arbitral, lo que convertiría la expropiación en un acto internacionalmente ilícito considerada una confiscación, que generaría responsabilidad internacional y daría derecho a solicitar y obtener indemnizaciones por los daños y perjuicios causados³²⁰.

Estado se pueden basar en propiciar un clima favorable para atraer las inversiones extranjeras que faciliten la explotación de los recursos.

³²⁰ En este sentido se pronuncia el artículo 13 del Tratado de la Carta de la Energía.

En cualquier caso, el instrumento jurídico más relevante en materia de cooperación energética a largo plazo lo constituye el Tratado sobre la Carta de la Energía (TCE), firmado el 17 de diciembre de 1994, después de tres años de intensas negociaciones. Finalmente, el Tratado entró en vigor en 1998, y logró reunir a cuarenta y nueve Estados entre los que se encontraban todos los países de Antigua Unión de Repúblicas Socialistas Soviéticas, los países de la Europa Central y del Este, Japón, Australia y las Comunidades Europeas con todos sus Estados miembros³²¹.

Este tratado se fundamenta sobre los pilares políticos establecidos en la declaración política de la Carta Europea de la Energía firmada en diciembre de 1991³²², y se configura como la base de una comunidad de la energía entre las regiones del mundo que se encontraban divididas por el *“telón de acero”*. Sus disposiciones tratan de facilitar la cooperación en materia de energía entre los Estados signatarios, y establecer un marco jurídico fiable y estable que proporcione mejores condiciones para la inversión y comercio en el sector energético. Así, este tratado se firmó con el doble propósito de contribuir a la recuperación económica de los países en transición hacia la economía de mercado y aumentar la seguridad de los abastecimientos energéticos de los signatarios occidentales.

Así pues, el Tratado sobre la Carta de la Energía se configura como el principal tratado multilateral en el sector energético, no sólo por su amplia extensión geográfica, sino también por la relevancia de sus disposiciones, al incorporar normas que afectan al

³²¹ En 2010, cincuenta y un Estados, junto con la Unión Europea, forman parte de este tratado, esta última vinculada mediante la Decisión 98/181/CE y Euratom del Consejo y de la Comisión, de 23 de septiembre de 1997. Por parte de los Miembros signatarios Australia, Bielorrusia, Islandia, Noruega y Rusia se encuentran pendientes de su ratificación, aunque Bielorrusia y Rusia aplican sus principios de manera provisional en base al artículo 45 del TCE. Esta aplicación provisional del TCE por parte de Rusia, así como el proceso de modernización en el que se encuentra inmerso el TCE desde finales de 2010, son asuntos que se abordarán ampliamente en el apartado dedicado a tal efecto en el capítulo IV de la presente tesis, dada su importante repercusión para la seguridad energética de la UE.

³²² La Carta Europea de la Energía de diciembre de 1991, fue un compromiso político firmada por 52 Estados y por las Comunidades Europeas para la cooperación relativa a la energía pero sin obligación legal. Propuesta por primera vez por el entonces Primer Ministro holandés Sr. Lubbers durante el Consejo Europeo celebrado en Dublín en junio de 1990, la Carta Europea de la Energía y el Protocolo sobre la Eficacia Energética y los Aspectos medioambientales relacionados fueron concebidos inicialmente como un medio para ampliar las relaciones complementarias en asuntos energéticos entre la Unión de las Repúblicas Soviéticas, los países de Europa Central y del Este, y el Oeste. Tras tres años de negociaciones, en diciembre de 1994, se otorgó a la Carta Europea de la Energía y al citado Protocolo una forma de obligatoriedad legal en el Tratado sobre la Carta de la Energía.

comercio, la protección de la inversión y el tránsito, así como procedimientos vinculantes para resolver controversias sobre una base multilateral³²³.

Este documento está integrado por ocho partes: (1) definiciones de materias y productos energéticos; (2) comercio (tanto industria como tránsito); (3) protección de las inversiones (no discriminación por inversiones existentes y protección contra la expropiación); (4) determinación de la soberanía sobre los recursos naturales, aspectos medioambientales, transparencia, entidades estatales y privilegiadas, disposiciones sobre seguridad, etc.); (5) resolución de controversias (inversor-Estado y Estado-Estado); (6) disposiciones transitorias; (7) instituciones de la Carta de la Energía (Conferencia y Secretaría, así como disposiciones sobre la revisión quinquenal del proceso de la Carta de la Energía); y (8) disposiciones finales.

Como principios básicos, en su texto se reafirma la soberanía nacional de los recursos energéticos (ejercida conforme con y sometida a los principios de las leyes internacionales) y, especialmente, el derecho de los Gobiernos nacionales de determinar el territorio que será explotado, de fijar las políticas de extracción y de desarrollo de reservas, de establecer exacciones y de participar en la prospección y producción.

En cuanto al comercio de materias y productos energéticos entre las Partes contratantes, el mismo se regirá por las disposiciones del GATT. Esto implica que los países signatarios del Tratado están obligados a aplicar lo dispuesto en el GATT respecto al comercio de materias y productos energéticos, aunque no sean miembros del GATT ni de la OMC.

En relación con el tránsito de materias y productos energéticos, el Tratado exhorta a las Partes contratantes a tomar las medidas necesarias para facilitar el tránsito con arreglo

³²³ En la idea original de la Carta Europea de la Energía se trataba de establecer una comunidad energética entre países de Oriente y Occidente, basándose en la complementariedad de los mercados occidentales, el capital y la tecnología, y los recursos naturales del Este. Su propósito se centraba en tratar de recuperar la entonces maltrecha economía soviética, atrayendo el capital extranjero gracias a la reducción del riesgo político y el refuerzo de la seguridad mediante la estrecha cooperación en un sector clave de la economía. Posteriormente, tras la disolución de la Unión de las Repúblicas Socialistas Soviéticas, se puso el acento en la definición de normas para la economía de mercado de la energía, el establecimiento de los fundamentos de una norma jurídica con el fin de facilitar las actividades de las compañías más pequeñas que no pueden negociar acuerdos individuales con Gobiernos, y en la definición de una base para las relaciones comerciales y contractuales con el fin de reemplazar el quebrantado sistema.

al principio de libre tránsito, y sin establecer distinciones en cuanto al origen, destino o propiedad de dichas materias y productos energéticos, ni discriminaciones en cuanto a precios basadas en tales distinciones, y sin imponer demoras, restricciones o recargos injustificados³²⁴. En este sentido, las Partes se comprometen a que sus disposiciones relativas al transporte de materias primas y productos energéticos y al empleo de infraestructuras de transporte de energía tratarán las materias y los productos energéticos en tránsito de forma no menos favorable que las materias y los productos de este tipo que procedan de su propio territorio, salvo en caso de que un acuerdo internacional disponga otra cosa.

Asimismo, se prohíbe interrumpir o reducir el flujo de materias y productos energéticos en caso de litigio sobre las modalidades de tránsito, antes de que lleguen a su término los procedimientos de solución de controversias establecidos para estos casos y, además, se obliga a los países por los que transitan las materias y los productos energéticos a no obstaculizar la creación de nuevas capacidades.

Por su parte, las disposiciones del tratado relativas a la protección y promoción de las inversiones se basan en el principio de “*no discriminación*”, y se aplican a cualquier inversión que realiza un inversor asociada con una “*actividad económica en el sector de la energía*”³²⁵. Asimismo, el tratado reconoce el principio de “*trato nacional*”, según el cual una inversión hecha por un inversor de otra Parte Contratante debe ser tratado de forma no menos favorablemente que la inversión de los inversores nacionales, o que la de los inversores de cualquier país tercero y, salvo excepciones generales (como la seguridad nacional) la única excepción específica de esta regla concierne a los impuestos directos; en este caso, la equidad requiere que la tributación del país sea tomada en consideración. Esta regla de conceder “*trato nacional*” también se aplica a las inversiones de cartera, lo que sirve de garantía para los que desean adquirir acciones de una empresa controlada por una compañía nacional.

³²⁴ A este respecto, véase lo expuesto en el epígrafe anterior sobre el ámbito de aplicación del artículo V del GATT.

³²⁵ Estas actividades económicas abarcan la prospección, la extracción, el refino, la producción, el almacenamiento, el transporte terrestre, la transmisión, la distribución, el comercio, la comercialización o la venta de materiales y de productos energéticos. También incluyen servicios como la construcción de infraestructuras para la energía, la prospección, el asesoramiento y la dirección de proyectos, así como las actividades destinadas a aumentar la eficiencia energética.

En este ámbito concreto de la protección de las inversiones extranjeras, el TCE establece provisiones que garanticen la protección de las mismas frente a los principales riesgos regulatorios (expropiaciones, nacionalizaciones, rescisión de contratos y restricciones injustificadas para transferencias de fondos, etc.) y fija ciertos requisitos jurídicos. Entre ellos se incluyen el cumplimiento de cualquier obligación que una Parte Contratante haya concluido con un inversor de otra Parte Contratante; la libertad de los inversores para designar al personal con cargos de responsabilidad, independientemente de su nacionalidad (siempre y cuando dicho personal haya sido autorizado a permanecer y trabajar en dicho territorio); el pago de compensaciones por cualquier pérdida sufrida por un inversor extranjero debida a una guerra o disturbios civiles; el pago de una indemnización rápida, adecuada y efectiva si la pérdida es el resultado innecesario de las acciones del propio país o por cualquier bien expropiado³²⁶; o la autorización otorgada al inversor para transferir libremente fuera del territorio el capital que él ha invertido, así como los beneficios asociados al mismo.

Estos requisitos jurídicos se encuentran reforzados por la posibilidad de acudir a la vía del arbitraje internacional en los casos en los que surjan disputas entre Estados y, lo que es más importante, entre Estados e inversores particulares.

Así pues, si el inversor de otra Parte Contratante considera que un Gobierno no ha cumplido sus obligaciones prescritas por las disposiciones en materia de protección de las inversiones, se prevé un periodo de tres meses (denominado *cooling-off period*) para buscar una solución amistosa. En el caso de que las negociaciones resulten infructuosas, el inversor puede elegir entre someter la solución de la controversia a un tribunal nacional o a cualquier procedimiento de solución de controversia previamente convenido con el Estado receptor, o bien someterla a un arbitraje internacional: el Centro Internacional para el Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (CIADI), siempre que la Parte Contratante del Inversor como la Parte Contratante en litigio sean parte en el Convenio CIADI; el Mecanismo Adicional de Aplicación de Procedimientos del CIADI, cuando la Parte Contratante del inversor o la Parte Contratante en litigio (pero no ambas) sean parte en el Convenio CIADI; un único árbitro internacional o tribunal de arbitraje *ad hoc* establecidos en virtud del Reglamento de Arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el

³²⁶ La compensación equivaldrá al justo valor de mercado de la inversión expropiada inmediatamente antes de que la intención de llevar a cabo la expropiación hubiese afectado el valor del bien.

Derecho Mercantil Internacional (CNUDMI); o un procedimiento de arbitraje por parte del Instituto de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Estocolmo.

Y, en casos de controversias entre Estados, podrá constituirse un tribunal de arbitraje *ad hoc* si no se llega a un acuerdo por vía diplomática.

En todos estos casos, las soluciones de arreglo previstas por estos mecanismos tienen carácter vinculante, ya que las Partes Contratantes se han comprometido a ejecutar las decisiones arbitrales sin demora y a garantizar que serán efectivamente cumplidas en todos sus territorios.

Por otro lado, el propósito del TCE va más allá de las obligaciones legales. De acuerdo con los objetivos y disposiciones de la Carta Europea de la Energía, su objetivo es *“fomentar la cooperación a largo plazo en el ámbito de la energía, basado en los intereses complementarios y en los beneficios mutuos”*. Ello implica fomentar el desarrollo de un mercado energético eficiente fundándose en el principio de la no discriminación y la formación de precios según criterios de mercado, teniendo en cuenta los intereses medioambientales, y crear un clima favorable para el funcionamiento de las empresas, y para el flujo de inversiones y de tecnologías gracias a la aplicación de los principios de mercado.

Para favorecer esta cooperación entre los signatarios, el TCE ha establecido un organismo, la Conferencia sobre la Carta de la Energía, constituido por representantes de todos los países participantes, y que puede autorizar la negociación de Protocolos de la Carta de la Energía o de Declaraciones, de cara a desarrollar reglas y acuerdos de cooperación en áreas más específicas relacionadas con la energía.

El valor estratégico de este tratado en materia de seguridad energética radica, por tanto, en su intención de proteger las decisiones de inversión transfronteriza a largo plazo, mediante el establecimiento de un marco legal estable con mecanismos efectivos para la resolución de conflictos, y en sus disposiciones en materia de comercio y tránsito de materias y productos energéticos. De hecho, es el único documento en el que los miembros del G-8 aunaron posturas en materia de seguridad energética en el momento de su firma en

diciembre de 1991, y cuyo respaldo fue reafirmado en la cumbre del G-8 de julio de 2006³²⁷.

Además, este valor se verá incrementado de forma exponencial, tanto para los países productores como consumidores de energía, conforme vayan aumentando las inversiones energéticas en los mercados euroasiáticos, ya que sus provisiones contribuyen al desarrollo de políticas que permiten eliminar las barreras a los flujos internacionales.

No obstante lo anterior, también se pueden apreciar algunas debilidades en el TCE, como la ambigüedad que reflejan algunos de sus términos (en concreto, en materia de inversiones) o el hecho de que el principal Estado inversor del mundo, EEUU, y algunos de los principales países productores de petróleo de Oriente Medio, no sean signatarios del mismo³²⁸.

III.1.2. Los pronunciamientos jurisprudenciales de Tribunales internacionales en materia de energía.

Para concluir el análisis de la regulación de la seguridad energética en el ámbito del Derecho Internacional, debemos hacer referencia a algunas de las importantes contribuciones realizadas en esta materia por los fallos, sentencias, dictámenes, laudos y opiniones emanadas de los distintos tribunales internacionales.

Esta fuente auxiliar del ordenamiento jurídico, reconocida como tal en el artículo 38.1.d del Estatuto de la Corte Internacional de Justicia (CIJ), constituye una pieza fundamental para el Derecho Internacional, no sólo para concretar el contenido de la norma en sí sino también para confirmar la existencia y aplicación³²⁹.

³²⁷ Fuente: <http://en.g8russia.ru/docs/11.html>

³²⁸ Sobre el proceso de modernización del TCE que se encuentra en curso nos remitimos a lo expuesto en el epígrafe IV.2.3. de la presente tesis.

³²⁹ En cuanto al papel que juega la jurisprudencia en el ámbito del Derecho Internacional, la doctrina se encuentra dividida entre los que opinan que los tribunales internacionales crean el Derecho y entre los que consideran que aplican el Derecho existente. A este respecto, véase: A. Remiro, R. Riquelme y otros autores, *“Derecho Internacional”*, Tirant Lo Blanch, Valencia, 2007, p. 518 y ss.

Del amplio elenco de tribunales internacionales dedicados a resolver las controversias que surgen en el ámbito del Derecho Internacional Público en general, y en el sector energético internacional en particular, la Corte Internacional de Justicia ocupa un papel preponderante, al ser el principal órgano judicial de Naciones Unidas, y el único tribunal internacional cuya competencia contenciosa en controversias interestatales tiene carácter universal y jurisdicción general. Por este motivo, sus pronunciamientos, en forma de sentencias y opiniones consultivas, ostentan un gran valor en la formación de la jurisprudencia internacional.

No obstante lo anterior, conviene precisar que si bien las sentencias de la Corte tienen carácter obligatorio, las mismas sólo surten efecto entre las partes en litigio y para el caso concreto que se plantea, por lo que la Corte no puede disponer de los derechos de terceros que no sean partes en el proceso (art. 59 del Estatuto de la CIJ).

Además, la Corte sólo puede dirimir disputas interestatales, obligando a otros actores de la esfera internacional a tener que acudir a otras vías para la resolución de sus controversias (art. 34 del Estatuto).

Estas y otras limitaciones se han traducido en una actuación modesta de la CIJ (aunque, en ocasiones, de importante trascendencia) en cuestiones relacionadas con el sector energético. Este es el caso del reconocimiento del principio de soberanía permanente sobre los recursos naturales en el asunto de la “*R. D. del Congo contra Uganda*” (2005) o del concepto de “*desarrollo sostenible*” del asunto del “*Proyecto Gabčíkovo-Nagymaros*” (1997), su contribución al Derecho Marítimo (tanto en el desarrollo del concepto de plataforma continental como en la resolución de controversias surgidas respecto a la propiedad de los recursos naturales y la delimitación de los espacios marinos)³³⁰, o sus pronunciamiento sobre comercio de productos energéticos en el asunto de las “*Plataformas Petrolíferas*”³³¹. También relacionado con el sector energético, destacan sus

³³⁰ A este respecto nos remitimos a lo ya expuesto en el primer epígrafe del presente capítulo.

³³¹ El 2 de noviembre de 1992, la República Islámica del Irán presentó en la Secretaría de la Corte una demanda contra los Estados Unidos de América por la destrucción de plataformas petrolíferas iraníes. La República Islámica del Irán sostenía en su demanda que la destrucción de tres complejos de producción petrolífera en el mar, de propiedad de la empresa nacional petrolífera del Irán y explotados por ésta con fines comerciales, y perpetrada por varios buques de guerra de la Marina de los Estados Unidos el 19 de octubre de 1987 y el 18 de abril de 1988, infringía gravemente diversas disposiciones del Tratado de Amistad, Relaciones Económicas y Derechos Consulares, así como del Derecho Internacional. Los EEUU alegaron que el Tratado de Amistad de 1955, que contenía disposiciones comerciales y consulares, no era de

pronunciamientos en el asunto “*Barcelona Traction Company*”³³² (1970) y su importante repercusión en el ámbito de la protección diplomática.

Pero el instrumento jurídico tradicionalmente elegido por los contratos internacionales de gas y petróleo como mecanismo de solución de controversias ha sido el arbitraje comercial internacional. Las excelencias del arbitraje comercial internacional son reconocidas en todo el mundo y, especialmente, por las grandes compañías energéticas multinacionales. La posibilidad de contar con árbitros especializados en la materia, su relativa rapidez, su idoneidad como mecanismo conciliatorio entre empresas con nacionalidades y domicilios distintos, su confidencialidad y su probada eficacia jurídica, han hecho de este tipo de arbitrajes el mecanismo de controversias preferido en relación con las actividades relacionadas con la exploración y explotación de los hidrocarburos (*upstream*), que suelen vincular a una o varias empresas extranjeras (parte privada) con el Estado anfitrión o una empresa pública, de un modo u otro controlada por este (parte estatal).

Así, estos arbitrajes comerciales pueden llevarse a cabo para dirimir una disputa concreta³³³ o bien pueden constituirse tribunales especiales *ad hoc* para resolver varias

aplicación en el caso del uso de la fuerza. Finalmente, entre otras cuestiones, la Corte dictaminó que si bien con las pruebas materiales de que disponía no podía determinar si la destrucción de las plataformas petrolíferas iraníes afectó al comercio de exportación de petróleo o en qué medida, sí señala que su destrucción pudo tener ese efecto y, por tanto, afectar adversamente a la libertad de comercio recogida en el artículo X del Tratado de 1955. A este respecto, véase: Providencia de 12 de diciembre de 1996 de la CIJ.

³³² Este es un caso presentado ante la CIJ en 1962 (y fallado el 5 de febrero de 1970) en el que Bélgica demandó a España, a raíz de la quiebra en este país de la compañía “*Barcelona Traction Light & Power Company Ltd*”, sociedad constituida en Canadá con la finalidad de realizar operaciones de adquisición de la producción eléctrica y de las comunicaciones (el tranvía) en la ciudad de Barcelona. El objeto de la pretensión se centraba en que el Estado español respondiera pecuniariamente por los perjuicios causados a nacionales belgas (accionistas mayoritarios de dicha sociedad) por actos, según la tesis de Bélgica, contrarios al Derecho Internacional y cometidos por órganos del Estado español en el proceso de quiebra de dicha sociedad. A este respecto, la Corte decidió rechazar la reclamación por no poseer Bélgica el *ius standi* para alegar la protección diplomática de sus nacionales, ya que la compañía era canadiense y le correspondía al Estado de Canadá ejercer la protección diplomática, aún cuando sus accionistas mayoritarios fueran de nacionalidad belga. En cuanto a la denegación de justicia de los tribunales españoles, la Corte decidió no pronunciarse al respecto al haberse rechazado la primera alegación.

Fuente: *Barcelona Traction, Light and Power Company, Limited*, arrêt, C.I.J. Recueil 1970.

³³³ Este fue el caso en el asunto ARAMCO (1958) que enfrentaba a Arabia Saudí contra la compañía Arabian American Oil Co. y que fue resuelto por la Asociación Suiza de Arbitraje. En este asunto, Arabia Saudí había firmado un acuerdo con A.S. Onassis para transportar petróleo, pero la compañía ARAMCO estimó que el citado acuerdo violaba otro acuerdo previo suscrito con este país, por el que se le otorgaba una concesión para la producción y el transporte de crudo. En la resolución de la controversia se cuestionó la jurisdicción del tribunal arbitral, al considerar el gobierno saudí que podía recusar a este tribunal en ejercicio de su propio poder soberano. A este respecto, el tribunal admitió que si bien el gobierno saudí podía ejercer su soberanía en este sentido, la competencia del tribunal para dirimir la controversia no podía depender del ejercicio de la

cuestiones³³⁴. Además, la decisión de someter una controversia al arbitraje puede venir establecida en el propio contrato suscrito por las partes o bien por remisión a *clausulas modelo sobre arbitraje comercial*, como las elaboradas por la Comisión de NU para el Derecho Mercantil Internacional (CNUDMI), y adoptadas por la AGNU en su Resolución 31/98 de 1976, que han servido de referencia en numerosos contratos suscritos entre Estados y sociedades extranjeras inversoras de capital³³⁵.

Uno de los aspectos que más controversias plantea, y que deben dilucidar los tribunales arbitrales a la hora de dirimir este tipo de asuntos, es la cuestión del Derecho sustantivo aplicable a la relación contractual que vincula a las partes en conflicto.

La dimensión internacional imperante en este tipo de contratos, en los que confluyen personas físicas y jurídicas, de diversa naturaleza (pública/privada) y distintas nacionalidades, ha desembocado en una tendencia creciente a aplicar el Derecho Internacional y a abogar por el progresivo desarrollo de una *lex mercatoria* específica, denominada por la doctrina como *lex petrolea*³³⁶.

soberanía estatal y, por tanto, estimó que era competente para determinar si el contrato suscrito con Onassis podía vulnerar los derechos adquiridos por la compañía ARAMCO, en virtud de la concesión otorgada a la misma.

³³⁴ Este fue el caso del Tribunal de Reclamaciones Irán-Estados Unidos, establecido en La Haya mediante la Declaración de Argel de 1981, para resolver las controversias derivadas de la crisis acontecida entre ambos países tras la detención de cincuenta dos ciudadanos norteamericanos en la Embajada Americana de Teherán, y el posterior embargo económico acordado por los EEUU a este país en 1979. Los pronunciamientos de este tribunal se encuentran disponibles en: <http://www.iusct.org/index-english.html>.

³³⁵ De hecho, en los últimos años han proliferado las clausulas de tratados sobre promoción y protección recíproca de inversiones, dirigidas a resolver las controversias que surjan entre partes contratantes e inversores, y que permiten optar por establecer un tribunal arbitral conforme al Reglamento de Arbitraje de la CNUDMI, acudir al Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (CIADI) del Banco Mundial o acudir al Tribunal de Arbitraje de la Cámara Internacional de Comercio de París. Como ya se expuso anteriormente, este es el caso del TCE.

³³⁶ Esta tendencia a aplicar normas internacionales en los supuestos en los que las partes no han establecido el derecho aplicable se sustenta en los propios textos internacionales. Así, el artículo 42 del Convenio del CIADI estipula literalmente que “*será de aplicación la ley del Estado contratante parte en la disputa y las normas del Derecho internacional que resulten aplicables*”; y, en el mismo sentido, la Resolución de la AGNU 1803 (XVII), de 1 de diciembre de 1962, de la Soberanía permanente de los Estados sobre sus recursos naturales, dispone que en los casos en los que se concedan autorizaciones para realizar actividades en este ámbito, “*el capital importado y los beneficios del mismo deben regirse por la ley nacional en vigor en dicho Estado y por el Derecho internacional*”, compartiendo los beneficios en las proporciones libremente pactadas entre el inversor y el Estado receptor. A este respecto, véase: R.D. Bishop, “*International Arbitration of Petroleum Disputes: The Development of a Lex Petrolea*”, CEPMLP Internet J. vol. 2, nº 3, 1997. Disponible en: www.dundee.ac.uk/cepmlp/journal/html/volume2.html

No obstante lo anterior, la creciente oleada de movimientos de nacionalización energéticos que se está produciendo en los últimos años en los principales países productores de hidrocarburos está invirtiendo esta tendencia, y cada vez es más frecuente la presencia de cláusulas en este tipo de contratos que determinan que la ley rectora del mismo sea la del Estado en cuyo territorio se realizan las actividades energéticas que se regulen en el mismo³³⁷.

Los distintos laudos arbitrales emitidos en los últimos años en la solución de controversias surgidas en el ámbito de contratos petroleros han contribuido de forma sustancial al reconocimiento, y posterior desarrollo, de la denominada “*lex petrolea*”³³⁸.

Así, en el arbitraje celebrado para resolver el asunto “*Petroleum Development Ltd. contra Sheik de Abu Dabi*” de 1951, el tribunal arbitral optó por la aplicación de “*principios basados en el sentido común y la buenas prácticas de las naciones civilizadas*”, al determinar el propio contrato que se ejecutaría según el espíritu de la buena fe y la integridad, y sería interpretado de manera razonable.

Años más tarde, en 1958 el tribunal arbitral responsable de dirimir la controversia entre Arabia Saudita y la compañía *Arabian American Oil Co.* (conocida como ARAMCO) consideró la concesión petrolífera como una norma fundamental que establece derechos y obligaciones para las partes y que debe ser cumplida por las mismas. Y al tratarse de un bien inmueble sito en Arabia Saudita, el tribunal decidió aplicar la ley del país, si bien

³³⁷ Esta concepción tradicional de aplicar el ordenamiento jurídico nacional se puso de manifiesto por la Corte Permanente de Justicia Internacional en el asunto del “*Pago de diversos empréstitos serbios emitidos en Francia*”, de 12 de julio de 1929, en el que se afirmaba que “*todo contrato que no sea un contrato entre Estados, en tanto que sujetos de Derecho Internacional, tiene su fundamento en una ley nacional*”. No obstante, hoy en día esta concepción está superada, y se reconoce que un Estado pueda asumir la aplicación de un ordenamiento jurídico distinto al suyo en aquellos contratos en los que sea parte. De hecho, el artículo 10.5 del Código Civil español permite a las partes incardinar su contrato en el ámbito del ordenamiento jurídico que estimen conveniente, y la Ley de Contratos del Estado permite que esta legislación tenga carácter supletorio cuando el Estado español contrata con personas físicas o jurídicas en el extranjero.

³³⁸ Para obtener un análisis más completo de las distintas cuestiones suscitadas en la resolución de controversias de contratos petroleros por tribunales arbitrales internacionales, véase: R. D. Bishop, “*International Arbitration of Petroleum Disputes: The Development of a Lex Petrolea*”, CEPMLP Internet J. vol. 2, n.º. 3, 1997, www.dundee.ac.uk/cepmlp/journal/html/volume2.html; T. Waelde, “*Arbitration in the Oil, Gas and Energy Field: Emerging Energy Charter Treaty Practice*”, Oil, Gas and Energy Law Intelligence, OGEL, Vol. 1, Issue 4, September 2003, p. 27, available at www.gasandoil.com/ogel; Z. Alqurashi, “*Arbitrating International Petroleum Disputes: an Analysis of Key Substantive Law Issues*”, OGEL, January 2005, p. 190; F. Teson, “*State Contracts and Oil Expropriations: The AMINOIL-Kuwait Arbitration*”, Virginia Journal of International Law n.º 24 (1984), pp. 323-358.

teniendo en cuenta los principios generales del Derecho Internacional dada la dimensión internacional de la propia concesión.

En sentido contrario se pronunció el tribunal arbitral competente para resolver el asunto “*Shappire International Petroleum c. NIOC*” de 1963 que, ante la ausencia de acuerdo entre las partes respecto a la ley aplicable y la remisión expresa de una cláusula del contrato a “*los principios de buena fe y buena voluntad*”, desestimó la aplicación del ordenamiento jurídico iraní (esto es, del Estado en el que se firmó y debía ejecutarse el propio contrato). Para adoptar esta decisión, el tribunal consideró que esto podía situar a la compañía Shappire en una situación de desprotección ante potenciales cambios en la legislación de ese Estado, lo cual resultaría contrario a las reglas de la buena fe contractual.

Las discrepancias de los órganos arbitrales a la hora de determinar el Derecho aplicable para dirimir una determinada controversia, se puso una vez más de manifiesto en los tres casos de nacionalización libios (protagonizados, respectivamente, por las compañías BP, TOPCO y LIAMCO) en los que, si bien la concesión establecía que se regiría por los principios del ordenamiento jurídico libio que fuesen comunes al Derecho Internacional y, subsidiariamente, por los principios generales del Derecho aplicados por los tribunales internacionales, cada uno de los tribunales arbitrales se pronunció en sentido distinto. Así, en el *asunto de la compañía BP* de 1973, el árbitro consideró que al no coincidir lo dispuesto en el ordenamiento jurídico libio con lo dispuesto en el Derecho Internacional, para resolver la controversia planteada habría que aplicar los principios generales del Derecho. En cambio, en los *asuntos Texaco Overseas Petroleum Co. (TOPCO) & California Asiatic Oil Co. y Libyan American Oil Company (LIAMCO) contra el Gobierno de la República Libia*, ambos de 1977, el árbitro estimó que las partes son libres de elegir el Derecho aplicable en el contrato y, a la vista de la cláusula contractual suscrita por las mismas, el árbitro concluyó que se trataba de un contrato “*internacionalizado*” y, por ende, sujeto a los principios del Derecho Internacional, al considerar que éste se encontraba sometido al Derecho Internacional, a los principios generales del Derecho y al arbitraje internacional. No obstante, mientras en el *asunto TOPCO* el árbitro aplicó tanto el ordenamiento jurídico libio como el Derecho Internacional (al considerarlos ambos compatibles), en el *asunto LIAMCO* optó por aplicar la costumbre y la equidad, en las que se reconoce el derecho de propiedad, el respeto por

los derechos adquiridos, la obligación de establecer una compensación por las expropiación y la prohibición del enriquecimiento injusto.

Una década más tarde, el tribunal arbitral competente para dirimir la disputa surgida entre *Mobil Oil Iran Inc. contra el Gobierno de la República de Irán y la compañía NIOC* consideró que la valoración de la expropiación realizada debía analizarse desde la perspectiva del Derecho Internacional, si bien algunas cuestiones interpretativas que surgieron del propio contrato las dirimió conforme al Derecho iraní, al existir una cláusula en él que estipulaba que el contrato debía interpretarse conforme al citado ordenamiento jurídico.

Y, por último, en el ámbito europeo, procede recordar el laudo arbitral que dirimió la controversia surgida entre *Deutsche Schachtbau- und Tiefbohrergesellschaft mbH contra R'As al-Khaimah National Oil Co. (RAKOIL)* en 1989, en la que el árbitro determinó expresamente la aplicabilidad de la *lex mercatoria*, ante la falta de acuerdo de las partes respecto al Derecho aplicable en el contrato sobre perforaciones petrolíferas, debiendo prevalecer, por tanto, los principios del Derecho Internacional comúnmente aceptados para regular este tipo de relaciones contractuales.

Para finalizar el análisis de la determinación de la ley aplicable en el ámbito de los arbitrajes comerciales, habría que mencionar la necesidad planteada por algún autor de constituir un panel de árbitros especializados en cuestiones energéticas, similar al existente para dirimir las controversias surgidas en otros sectores comerciales importantes como el marítimo (en el que se aplican las reglas de la “*London Maritime Arbitrators’ Association*” – LMAA) o el agrícola (con gran influencia por parte de la “*Grain and Feed Trade Association*” - GAFTA), que permita garantizar la transparencia, imparcialidad y conocimientos técnicos necesarios para resolver este tipo de cuestiones³³⁹. A este respecto, desde el año 2002 se ha constituido un grupo de trabajo de carácter informal, en el que participan juristas y otros profesionales relacionados con el sector de hidrocarburos y que cuentan con experiencia en la solución de disputas en este sector. A la vista de la marcha de sus trabajos, se espera que este foro sirva de plataforma para poder configurar, en un

³³⁹ En este sentido se pronuncia el autor H. R. Dundas (árbitro internacional de reconocido prestigio) en su artículo “*Dawn of a New Era: Creation of an Energy Arbitrators’ Panel*”, disponible en: <http://www.dundasarbitrator.com>.

futuro, un panel arbitral especial que aglutine la experiencia profesional de los sectores del petróleo y el gas, con la cualificación y pericia arbitral necesaria para dirimir las controversias surgidas en el sector energético³⁴⁰.

III.2. La seguridad energética en el Derecho Comunitario.

La visión cronológica de los aspectos más relevantes que han marcado la evolución del sector energético durante los primeros cincuenta años de vida de la UE pone de relieve los múltiples obstáculos que todavía, a día de hoy, dificultan el proceso de creación de una Política Energética comunitaria.

Esta ausencia de líneas directrices en el panorama energético comunitario no sólo ha dificultado el establecimiento de unos parámetros comunes que contribuyan a garantizar la seguridad de suministro en el ámbito intracomunitario, sino que también ha puesto de manifiesto la vulnerabilidad energética de Europa respecto de sus fuentes de abastecimiento del exterior, ante la incapacidad ya demostrada por parte de la UE de definir un frente común en sus relaciones con los países productores de energía.

A la vista de lo anterior, el siguiente objetivo de la presente tesis se centrará en analizar si, a tenor del Derecho comunitario vigente y la jurisprudencia dictada por el Tribunal de Justicia de la UE (TJUE), se puede concluir que la UE cuenta con competencias jurídicas suficientes para poder avanzar de manera autónoma en cuestiones que afectan a la seguridad energética comunitaria o si, por el contrario, los Estados miembros pueden llegar a condicionar e, incluso, obstaculizar este proceso. A este respecto, se valorará en qué medida pueden contribuir los mecanismos de solidaridad entre los Estados miembros a los que apela la UE en el Tratado de Lisboa para reforzar la seguridad energética comunitaria.

³⁴⁰ En el ámbito europeo, hay que mencionar la creación del Comité de la Energía y la Ingeniería de Arbitraje y Mediación, constituido en el seno de la Asociación Europea de Arbitraje al amparo de lo dispuesto en el artículo 1.3 de su reglamento. Este Comité se crea con el fin de solucionar mediante el arbitraje y/o mediación los potenciales conflictos que las partes quieran someter a su decisión y conocer aquellas cuestiones que afecten a las empresas cuyo objeto social esté relacionado o vinculado con los campos de la energía o de la ingeniería. El Comité está integrado por árbitros y mediadores, abogados e ingenieros con la cualificación y capacitación profesional necesarios en el ámbito energético para una solución técnica, especializada y de calidad. Para más información, véase: http://www.aeade.org/corte/arbitraje/index.php?len=es&pag=comite_energia

III.2.1. La seguridad energética en los Tratados comunitarios.

Como se ha puesto de manifiesto en el capítulo anterior, la preocupación por la seguridad del suministro de energía ha estado presente de forma permanente desde los inicios del proceso de integración europea, y así se ha reflejado en la evolución de la legislación comunitaria. Sin embargo, y a pesar de múltiples intentos, las importantes discrepancias existentes entre los distintos Estados miembros en materia energética habían impedido, hasta la fecha, la inclusión de una competencia material, específica y global en materia de energía en los sucesivos Tratados comunitarios³⁴¹.

Así, el Tratado de la CECA de 1951 ya estipulaba en su artículo 3 que las instituciones de la Comunidad Europea del Carbón y del Acero, en el marco de sus respectivas competencias y en el del interés común, eran responsables de *“velar por el abastecimiento regular del mercado común, asegurar a todos los usuarios la igualdad de acceso a las fuentes de producción, fomentar el desarrollo de los intercambios internacionales y velar por el respeto de unos límites equitativos en los precios practicados en los mercados exteriores”*. Paralelamente, el artículo 6 del mismo Tratado reconocía a la Comunidad la capacidad jurídica necesaria en las relaciones internacionales para el ejercicio de sus funciones y la consecución de sus fines. A este respecto, el artículo 95 del mismo Tratado matizaba que *“en aquellos supuestos no contemplados en el texto del Tratado que sea necesario alcanzar una decisión por parte de la Alta Autoridad para lograr los objetivos del Tratado, dicha decisión podrá adoptarse por unanimidad del Consejo, previa consulta al Comité Consultivo”*³⁴².

Posteriormente, los Tratados CEE y CEEA o EURATOM (1956-1958) no sólo confirmaron en su artículo 232 las potestades atribuidas a la Comunidad en el Tratado CECA, sino que las mismas se vieron reforzadas por el artículo 100 del Tratado CEE, al permitir al Consejo que emitiera directrices por mayoría cualificada en aquellos casos en los que surgieran problemas en el suministro de determinados productos³⁴³. Además, el

³⁴¹ R. Yakemtchouk, *“L’Union Européenne face a la crise de l’énergie”*, Revue du Marché Commun et de l’Union Européenne, n° 492, octubre-noviembre 2005, p. 589-596.

³⁴² Esta clausula puede considerarse el preludio de la denominada *“teoría de los poderes implícitos”*, que ha sido utilizada en multitud de ocasiones por las instituciones comunitarias para justificar la extensión de los poderes reconocidos a la UE para legislar en materia de energía, como se expondrá más adelante.

texto del Tratado CEE sirvió para sentar las bases jurídicas para la instrumentalización de políticas comunitarias tan relevantes como la Política de Competencia, la Política Aduanera o la Política de Investigación, las cuales han sido utilizadas con frecuencia por las instituciones comunitarias para regular indirectamente algunos aspectos relacionados con la energía. Asimismo, este tratado preveía la creación de un mercado común basado en las libertades de establecimiento y de libre circulación de personas, bienes, servicios y capitales en el territorio comunitario. Sobre estas libertades se construyó el concepto de “Mercado Interior” y sirvieron de justificación para elaborar las primeras disposiciones comunitarias en materia de liberalización energética (esto es, la Directiva 96/92/CE sobre normas comunes para el Mercado Interior de la Electricidad y la Directiva 98/30/CE sobre normas comunes para el Mercado Interior del Gas Natural).

No obstante lo anterior, las crisis petrolíferas de 1973-74 y 1978-79 pusieron de manifiesto las importantes divergencias en materia de seguridad de suministro y de Política Exterior entre los Estados miembros y, en particular, respecto al valor estratégico asignado al petróleo³⁴⁴.

El incremento en la producción mundial de petróleo experimentado en la década de los ochenta, con la consecuente reducción del precio del crudo, tampoco contribuyó a aminorar estas discrepancias. Así, los tratados comunitarios posteriores (el Acta Única Europea de 1986³⁴⁵, el Tratado de la Unión Europea o Tratado de Maastricht de 1992³⁴⁶, el

³⁴³ El artículo 100 del Tratado CEE establece que *“Sin perjuicio de los demás procedimientos previstos en el presente Tratado, el Consejo, por mayoría cualificada y a propuesta de la Comisión, podrá decidir medidas adecuadas a la situación económica, en particular si surgieren dificultades graves en el suministro de determinados productos. En caso de dificultades o en caso de serio riesgo de dificultades graves en un Estado miembro, ocasionadas por catástrofes naturales o acontecimientos excepcionales que dicho Estado no pudiese controlar, el Consejo, por mayoría cualificada y a propuesta de la Comisión, podrá acordar, en determinadas condiciones, una ayuda financiera comunitaria al Estado miembro en cuestión. El Presidente del Consejo informará al Parlamento Europeo acerca de la decisión tomada.”*

³⁴⁴ Para un análisis más detallado de los distintos marcos jurídicos nacionales de los Estados miembros, véase: T. Daintith, L. Hancher, *“La stratégie énergétique en Europe: son cadre juridique”*, OPOCE, Bruselas, Col. Perspectives Européennes, 1987, p. 83 y ss; y M. Grenon, *“Présentation des principales politiques énergétiques nationales”*, Revue de l'énergie, 1988, n° 401, p. 244-250.

³⁴⁵ El Acta Única Europea introduce el concepto de “mercado interior” como un espacio sin fronteras interiores en el cual la libre circulación de las mercancías, de las personas, los servicios y capitales está garantizada según las disposiciones del Tratado (artículo 100A). A su vez, estas libertades se articulan en torno a los principios de no discriminación por razón de la nacionalidad y de eliminación de barreras mediante el reconocimiento mutuo y la armonización de legislaciones nacionales. El concepto de Mercado Interior constituye la piedra angular sobre la que se está desarrollando la construcción de la Política Energética comunitaria en la actualidad.

Tratado de Ámsterdam de 1997³⁴⁷ y el Tratado de Niza de 2001) introdujeron pocas novedades a este respecto, a excepción del artículo 3 u) del TUE que reconocía la potestad de la Comunidad para “*dictar medidas para promover un desarrollo armonioso y sostenible de las actividades económicas tales como la energía, la protección civil o el turismo*”. Sin embargo, el propio texto del tratado cercenó esta potestad al no especificar el modo en que debían implementarse tales medidas.

Por otro lado, cabe mencionar otras disposiciones previstas en este tratado en relación con el ámbito energético, si bien no propiamente en materia de seguridad energética. Entre ellas se puede destacar el artículo 154 (el cual requería a la Comunidad que colaborase en el establecimiento de redes europeas de transporte de energía), o el artículo 175 (que reconocía la potestad del Consejo para adoptar medidas en el ámbito de la política medioambiental que pudieran afectar la elección del *mix* energético de los Estados miembros).

En cualquier caso, las principales disposiciones sobre energía previstas por el Derecho Comunitario originario pueden encontrarse en el texto del Tratado por el que se establecía una Constitución para Europa de junio de 2004³⁴⁸ y, posteriormente, en el

³⁴⁶ Durante las conferencias intergubernamentales de 1991, la CE manifestó la necesidad de incluir en el Tratado de la Unión Europea una disposición específica sobre energía con el fin de “*comunitarizar*” el objetivo de la seguridad de aprovisionamiento comunitario y determinar las reglas competenciales aplicables en este ámbito. Así, durante las Presidencias luxemburguesa y neerlandesa se propuso incluir un Título XII sobre energía en el que se definieran los objetivos comunitarios en el ámbito energético y se establecieran competencias compartidas entre la Comunidad y los Estados miembros con el fin de garantizar una acción coordinada entre las iniciativas energéticas nacionales y las políticas comunitarias de la CECA y el EURATOM. Por otro lado, en dicho texto se determinaban explícitamente las competencias comunitarias para establecer relaciones con otros sujetos de la esfera internacionales, así como para firmar acuerdos con los mismos. Para un análisis más extenso, véase: Agence Europe, Documents n° 1746/1747, de 20 de noviembre de 1991, p. 11.

³⁴⁷ Únicamente recoge una breve mención a la energía en su Preámbulo.

³⁴⁸ “*Tratado por el que se establece una Constitución para Europa*”, 2004, OJ C/310/1. Las disposiciones sobre energía incorporadas en el Tratado constitucional vienen a confirmar los objetivos sobre Política Energética comunitaria que ya habían anunciado en su día los Libros Blanco y Verde presentados por la Comisión: competitividad, seguridad de abastecimiento energético y sostenibilidad ambiental. No obstante, dicho texto determina que estos objetivos comunitarios se alcanzarán sin menoscabar el derecho por parte de los Estados miembros de acordar sus propias políticas nacionales de abastecimiento energético y, en concreto, en cuanto a la explotación de sus recursos energéticos y la utilización de fuentes de energía. En cualquier caso, hay que recordar que dicho texto nunca llegó a ser ratificado por los Estados miembros, a raíz de los conocidos fracasos de los referéndums realizados en Francia y Holanda en 2005, que representaron una de las mayores crisis institucionales de la UE desde su creación. Posteriormente, este texto legal fue sustituido por las versiones consolidadas del Tratado de la Unión Europea (TUE) y del Tratado Constitutivo de la Comunidad Europea (TCE), publicado en el DOUE de 29 de diciembre de 2006, C-321, disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/es/oj/2006/ce321/ce32120061229es00010331.pdf>.

Tratado de Lisboa. La relevancia del texto constitucional europeo radica en el hecho de que las instituciones comunitarias, tras advertir los problemas antes mencionados que planteaba el artículo 3 del Tratado de Maastricht, deciden paliar esta situación e incorporar un conjunto de artículos en el ámbito del Capítulo III dedicado a las “Políticas y el Funcionamiento de la Unión”, poniendo de manifiesto una clara voluntad por parte de la Unión de establecer una base legal que sirva de sustento para poder definir una verdadera Política Energética y Medioambiental comunitaria. Con este propósito se introducen los artículos III-233 sobre medioambiente³⁴⁹, III-246 sobre redes transeuropeas de energía³⁵⁰ y III-157 sobre seguridad energética³⁵¹.

Respecto al ámbito específico de la energía, el texto del “*Tratado por el que se establece una Constitución para Europa*” de 16 de diciembre de 2004 y, en concreto, la letra i) de su artículo I-14 determina que la energía constituye un ámbito en el que concurren competencias de la Unión y de los Estados miembros. Esto implica que la Unión y los Estados miembros podrán legislar y adoptar actos jurídicamente vinculantes en dicho ámbito, y que los Estados miembros ejercerán su competencia en la medida en que la Unión no haya ejercido la suya o haya decidido dejar de ejercerla (artículo I-12.2).

³⁴⁹ En el artículo III-233 se establecen los objetivos y principios que definen la Política Medioambiental comunitaria, los cuales se complementan con otros artículos del mismo texto constitucional europeo, tales como el artículo I.3.3. referente al desarrollo sostenible, los artículos II-97 y III-119 en los que se establece que la protección del medio ambiente y el fomento de un desarrollo sostenible integrarán las políticas de la Unión (es decir, se convierten en materias transversales) y el artículo III-172 relativo al nivel elevado de protección de los consumidores. Por último, el tratado constitucional dedica una sección (artículos III-233 y III-234), dentro del apartado de políticas de la Unión, a los objetivos y principios de medio ambiente y desarrollo sostenible, con especial mención a la protección de la salud de las personas. Este nuevo tratado establece tres principios en materia medioambiental: de precaución y de acción preventiva, de corrección de daños al medio ambiente y el principio de “*quien contamina paga*”.

³⁵⁰ En las versiones consolidadas del “*Tratado de la Unión Europea y del Tratado Constitutivo de la Comunidad Europea*”, publicado en el DOUE de 29 de diciembre de 2006, C-321, este artículo cambia su numeración por la de artículo 154.

³⁵¹ Las referencias de los citados artículos corresponden al texto del “*Tratado por el que se establece una Constitución para Europa*”, publicado en el DOUE el 16-12-2004, C-310, y disponible en: <http://europa.eu.int/eur-lex/lex/JOHtml.do?uri=OJ:C:2004:310:SOM:es:HTML>.

En este sentido, debe tenerse en cuenta que el artículo III-157 del proyecto de Constitución Europea de 18 de julio de 2003 cambiaría su numeración y su tenor literal incorporándose un nuevo artículo III-256 al texto del “*Tratado por el que se establece una Constitución para Europa*”, publicado en el DOUE el 16-12-2004. La principal distinción con el texto anterior radica en la inclusión de una nueva limitación a la potestad de la Comunidad para adoptar decisiones que puedan perjudicar el derecho de los Estados miembros a determinar las condiciones de explotación de sus recursos energéticos propios. La inserción de este inciso fue el fruto de una intensa negociación mantenida entre la UE y aquellos Estados miembros en cuyo territorio se ubican las principales reservas energéticas comunitarias (Reino Unido, Dinamarca y Holanda) y que no estaban dispuestos a dejar en manos de la UE las principales decisiones relativas a sus fuentes de energía (y principales fuentes de ingresos).

Por otro lado, para determinar el alcance y las condiciones del ejercicio de competencias comunitarias en aquellos ámbitos de competencias compartidas (como la energía y el medioambiente), el propio texto constitucional se remite a su Parte III, en la que se incorporan las disposiciones específicas que regulan cada Política comunitaria. En este sentido, el artículo III-256 prevé que *“la Política Energética de la Unión, entre sus objetivos, garantizará el funcionamiento del mercado de la energía y la seguridad del abastecimiento energético y fomentará la eficiencia energética y el ahorro energético, así como el desarrollo de energías nuevas y renovables”*. No obstante, se añade un último inciso a este artículo, en el que se limita la potestad de la Comunidad a la hora de adoptar decisiones que puedan perjudicar el derecho de los Estados miembros a determinar las condiciones de explotación de sus recursos energéticos propios:

“1. En el marco del establecimiento o del funcionamiento del mercado interior y habida cuenta de la exigencia de conservar y mejorar el medio ambiente, la política energética de la Unión tendrá por objetivo:

- a) garantizar el funcionamiento del mercado de la energía;*
- b) garantizar la seguridad del abastecimiento energético en la Unión, y*
- c) fomentar la eficiencia energética y el ahorro energético así como el desarrollo de energías nuevas y renovables.*

2. Sin perjuicio de la aplicación de otras disposiciones de la Constitución, la ley o ley marco europea establecerá las medidas necesarias para alcanzar los objetivos mencionados en el apartado 1. Se adoptará previa consulta al Comité de las Regiones y al Comité Económico y Social.

La ley o ley marco europea no afectará al derecho de un Estado miembro a determinar las condiciones de explotación de sus recursos energéticos, sus posibilidades de elegir entre distintas fuentes de energía y la estructura general de su abastecimiento energético, sin perjuicio de la letra c) del apartado 2 del artículo III-234³⁵².

3. No obstante lo dispuesto en el apartado 2, una ley o ley marco europea del Consejo establecerá las medidas mencionadas en ese apartado cuando sean esencialmente de carácter fiscal. El Consejo se pronunciará por unanimidad, previa consulta al Parlamento Europeo.”

A la luz del tenor literal de este artículo se plantearon algunas cuestiones. En primer lugar, se cuestionó si lo previsto en el último inciso del apartado segundo del artículo III-

³⁵² En concreto, el citado artículo establece que: *“El Consejo adoptará por unanimidad leyes o leyes marco europeas que establezcan: (...) c) medidas que afecten de forma significativa a la elección por un Estado miembro entre diferentes fuentes de energía y a la estructura general de su abastecimiento energético.”*

256 se podría asimilar a las circunstancias previstas en el artículo III-131 del mismo texto legal³⁵³, en el sentido de permitir a un Estado miembro adoptar de manera individual las medidas nacionales necesarias para garantizar la seguridad del suministro de energía únicamente “*en caso de graves disturbios internos que alteren el orden público, en caso de guerra o de grave tensión internacional que constituya una amenaza de guerra, o para hacer frente a las obligaciones que haya contraído para el mantenimiento de la paz y la seguridad internacional*”, o si, por el contrario, se podía realizar una interpretación amplia, y permitir la adopción de tales medidas en cualesquiera otras circunstancias.

Tras analizar la jurisprudencia comunitaria respecto a la potestad de los Estados miembros de adoptar medidas nacionales en situaciones excepcionales de crisis o emergencias en ámbitos que afectan a materias compartidas entre la Comunidad y los Estados miembros (como es el caso de la energía), se concluyó que no cabía realizar una interpretación amplia de tales circunstancias y, por tanto, los Estados miembros únicamente podían adoptar tales medidas nacionales cuando concurriesen circunstancias que pusieran en peligro los intereses vitales de un Estado³⁵⁴.

Por otro lado, también se cuestionó si el concepto de “*seguridad del abastecimiento energético*” contemplado en este artículo III-256 podía interpretarse en su acepción más amplia, esto es, en el sentido de permitir a la Unión adoptar cualquier tipo de medida, y en cualquier momento, en aras a garantizar la seguridad de abastecimiento; o si, por el contrario, la Unión podía ejercer esta potestad únicamente en situaciones de crisis similares a las previstas en el mencionado artículo III-131.

³⁵³ El citado artículo III-131 se configura como una excepción a los principios y objetivos generales en los que se basa el mercado interior. En el mismo, se autoriza a los Estados miembros a adoptar una serie de medidas de carácter excepcional que, si bien pueden poner en riesgo el funcionamiento del mercado interior, las mismas se permiten en base a la propia excepcionalidad de las circunstancias. En sentido literal, este artículo establece que: “*Los Estados miembros se consultarán a fin de adoptar de común acuerdo las disposiciones necesarias para evitar que el funcionamiento del mercado interior resulte afectado por las medidas que un Estado miembro pueda verse obligado a adoptar en caso de graves disturbios internos que alteren el orden público, en caso de guerra o de grave tensión internacional que constituya una amenaza de guerra, o para hacer frente a las obligaciones que haya contraído para el mantenimiento de la paz y la seguridad internacional.*” Posteriormente, en las versiones consolidadas del “Tratado de la Unión Europea y del Tratado Constitutivo de la Comunidad Europea”, publicado en el DOUE de 29 de diciembre de 2006, C 321, este artículo cambiaría su numeración por la del artículo 297.

³⁵⁴ En este sentido, en el Asunto “*Marguerite Johnson v. Chief Constable of the Royal Ulster Constabulary*” (1986), C-222/84, ECR 1651, el TJUE dictaminó que cualquier medida adoptada por un Estado miembro que pueda constituir una excepción al principio general de igualdad de trato por razón de sexo debía ser interpretada de manera estricta y justificada y conforme a criterios de proporcionalidad. En el mismo sentido, véanse los pronunciamientos jurisprudenciales: “*Comisión v. Italia*” (1968) C-7/68 ECR-633 y “*SpA Salgoil v Italian Ministry of Foreign Trade*” (1968) C-13/68 ECR-453.

A este respecto, se acordó que las potestades reconocidas a la Unión en materia de seguridad energética debían interpretarse en un sentido amplio, no teniendo, por tanto, la obligación de justificar las circunstancias en las que se adopta alguna medida destinada a garantizar la seguridad de abastecimiento energético o definir las condiciones que podrían constituir una situación de crisis en el sentido contemplado en el artículo III-131³⁵⁵.

Asimismo, hay que hacer referencia al apartado tercero del citado artículo III-256, en tanto que constituye una excepción al derecho de los Estados miembros de determinar las condiciones de explotación de sus recursos energéticos, elegir entre distintas fuentes de energía y definir la estructura general de su abastecimiento energético. Este tercer apartado se encuentra vinculado a lo estipulado en la letra c) del apartado segundo del artículo III-234 relativo a la Política Medioambiental comunitaria, y en el cual se establece que:

“(...) el Consejo adoptará por unanimidad leyes o leyes marco europeas que establezcan:

a) disposiciones esencialmente de carácter fiscal;
b) medidas que afecten:

i) a la ordenación del territorio,

ii) a la gestión cuantitativa de los recursos hídricos o, directa o indirectamente, a la disponibilidad de dichos recursos,

iii) a la utilización del suelo, con excepción de la gestión de los residuos;

c) medidas que afecten de forma significativa a la elección por un Estado miembro entre diferentes fuentes de energía y a la estructura general de su abastecimiento energético.”

³⁵⁵ A este respecto, es relevante analizar los trabajos elaborados por la Convención Europea de preparación de la CIG'04. Esta Convención nació a propuesta del Consejo Europeo de 15 de diciembre de 2001 a raíz de su Declaración de Laeken (también conocida como Declaración sobre el futuro de la Unión Europea) y la misma desarrolló sus trabajos entre febrero de 2002 y julio de 2003. En concreto, es interesante reseñar la enmienda al artículo III-157 del “*Proyecto de Tratado por el que se instituye una Constitución para Europa*” de 18 de julio de 2003 (CONV 820/1/03 REV 1, CONV 847/03, CONV 848/03), propuesta por el Ministro de Asuntos Exteriores holandés Sr. Vries y por el Director General para la Cooperación Europea de Holanda Sr. Bruijn, en la cual se pretendían limitar las potestades de la Unión de adoptar medidas en el ámbito energético a momentos de crisis. Sin embargo, esta propuesta finalmente no llegó a prosperar si bien su texto puede consultarse en:

<http://european-convention.eu.int/Docs/Treaty/pdf/845/Art%20III%20152%20Vries%20EN.pdf>

A la vista de lo anterior, se puede concluir que el amplio derecho reconocido a los Estados miembros para determinar su *mix* energético se vería condicionado (o más bien limitado) por una actuación del Consejo, acordada por unanimidad, en el ámbito de la Política Medioambiental comunitaria³⁵⁶.

Por último, es importante mencionar el artículo III-292 del texto constitucional, referente a la actuación medioambiental de la UE en la esfera internacional. En este sentido, el citado artículo estipula que:

“La Unión definirá y ejecutará políticas comunes y acciones y se esforzará por lograr un alto grado de cooperación en todos los ámbitos de las relaciones internacionales con el fin de:

d) apoyar el desarrollo sostenible en los planos económico, social y medioambiental de los países en desarrollo, con el objetivo fundamental de erradicar la pobreza;

(...)

f) contribuir a elaborar medidas internacionales de protección y mejora de la calidad del medio ambiente y de la gestión sostenible de los recursos naturales mundiales, para lograr el desarrollo sostenible (...)”

A la vista del tenor literal del citado artículo se puede advertir la amplitud de maniobra que el texto constitucional otorga a la Unión para actuar en la esfera internacional en aspectos referidos al medioambiente. A diferencia de lo que ocurría en tratados anteriores (como el TUE) al referirse a otras políticas comunitarias, en esta ocasión no se limita la actuación de la Unión a su estricto ámbito de competencias, ni se menciona que su actuación será, en todo caso, complementaria a la acción de los Estados³⁵⁷.

³⁵⁶ No obstante, parece que esta limitación resulta más teórica que real dada la gran dificultad que existe en la actualidad de alcanzar acuerdos unánimes en el seno del Consejo en los asuntos energéticos y medioambientales, los cuales resultan muy controvertidos al afectar de manera directa a las cuestiones internas de los Estados miembros.

³⁵⁷ Nos referimos a aquellas disposiciones del Tratado de la Unión Europea (o Tratado de Maastricht de 1992) referentes a otras políticas comunitarias como la política de educación (artículo III-282), de formación profesional (artículo III-283), de cultura (artículo III-280), de cooperación al desarrollo (artículo III-317) o de salud pública (artículo III-278), en las que se limita la actuación de la Unión “*a su ámbito de competencias definido en el propio Tratado*”. En todos estos artículos, se prevé que la acción de la Comunidad será complementaria a la actuación de los Estados miembros, y su misión será la de fomentar la cooperación entre los propios Estados miembros, así como con terceros países y organizaciones internacionales.

No obstante lo anterior, es importante recordar que el proceso de ratificación del Tratado Constitucional no sólo no fructificó tras el fracaso de los referéndums realizados en Francia (el 29 de mayo de 2005) y en Países Bajos (el 1 de junio de 2005) sino que, además, causó una de las principales crisis institucionales producidas en la historia de la UE.

Dos años más tarde, la Unión Europea encontró en el Consejo Europeo de 21 y 22 de junio de 2007 el camino para salir de la complicada situación en la que se encontraba, aprobando lo que se denominó la “*hoja de ruta*” para convocar una nueva Conferencia Intergubernamental (CIG’07) destinada a elaborar un nuevo tratado de reforma que modificaría los tratados comunitarios todavía vigentes (TUE y TCE). Como resultado, el 13 de diciembre de 2007 los Jefes de Estado y Gobierno de los veintisiete Estados miembros de la Unión Europea rubricaron en el monasterio de los Jerónimos de la capital portuguesa el Tratado por el que se modifican el Tratado de la Unión Europea (TUE) y el Tratado Constitutivo de la Comunidad Europea (TCE), el cual, tras su entrada en vigor el 1 de diciembre de 2009, condujo a un nuevo TUE reformado y a un *Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea* (TFUE), que sustituye al hasta ahora vigente TCE³⁵⁸.

Aunque en muchos aspectos pueda considerarse que el Tratado de Lisboa es una continuidad de la malograda Constitución Europea, su articulado incluye algunos puntos especialmente relevantes que el texto constitucional no había considerado y que durante los últimos meses del llamado “*periodo de reflexión*” se fueron haciendo hueco en la agenda comunitaria: nos referimos al cambio climático y a la energía.

La primera de las novedades se refiere a la inclusión de una referencia explícita a “*la necesidad particular de luchar contra el cambio climático con medidas a nivel internacional*” dentro del artículo relativo al medio ambiente³⁵⁹. Y la novedad referida a la energía (de plena actualidad a la luz del debate sobre las crisis derivadas de los problemas

³⁵⁸ Este Tratado se configura como un texto legal que desarrolla las disposiciones básicas contenidas en el Tratado de la Unión Europea destinado a regular los aspectos más relevantes de la Unión (y en el que se sustituye la figura de la Comunidad, con su tradicional estructura basada en pilares, por la Unión), mientras que, por su parte, el TFUE concretará el funcionamiento de esa Unión en sus diversos aspectos (institucionales, procedimentales, competenciales, etc.).

³⁵⁹ Artículo 191.

de suministro de gas en las continuas disputas entre la Unión Europea y Rusia) se refiere al “*espíritu de solidaridad*” entre los Estados miembros y, sobre todo, al fomento de la interconexión de las redes energéticas.

Pero procedamos a realizar un análisis más detallado de las disposiciones relativas al ámbito energético incorporadas en el Tratado de Lisboa³⁶⁰.

Como ya ocurría en el Tratado de Constitución Europea, el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea y, en particular, su artículo 4, considera la energía como un ámbito de competencia compartida entre la Unión y los Estados miembros, en el que los Estados miembros ejercerán su competencia en la medida en que la Unión no haya ejercido o haya decidido dejar de ejercer la suya.

En este sentido, se puede afirmar que el hecho de incorporar la energía en el conjunto de competencias compartidas entre la Unión y los Estados miembros constituye un gran impulso al proceso de creación de la Política Energética comunitaria ya que, a efectos prácticos, esto se traduciría en la adopción de disposiciones energéticas en el seno del Consejo por mayoría cualificada, en lugar de requerir unanimidad, como sucedía anteriormente.

Esto implica que con la entrada en vigor del Tratado de Lisboa, se ha puesto fin a una práctica llevada a cabo por las instituciones comunitarias en los últimos años de utilizar otras políticas comunitarias para legislar sobre aspectos relacionados con la energía y que, indirectamente, afectaban a las políticas energéticas nacionales de los Estados miembros. Nos estamos refiriendo a la utilización de la Política Medioambiental para legislar sobre energías renovables o eficiencia energética, o al hecho de ampararse en la coordinación de las políticas económicas (prevista en el artículo 100 del Tratado Constitutivo de la Comunidad Europea) para justificar la obligación de constituir reservas estratégicas de petróleo y productos petrolíferos y, de esta manera, regular aspectos relacionados con la seguridad de aprovisionamiento.

Otra de las novedades que introduce el Tratado de Lisboa en el ámbito concreto de la energía se refiere a la invocación del “*principio de solidaridad*” entre los Estados miembros

³⁶⁰ El Parlamento español ratificó el Tratado de Lisboa el 16 de julio de 2008.

en los supuestos en los que surjan dificultades en el suministro de determinados productos y, concretamente, en el ámbito de la energía. Así, el apartado 1 del artículo 122 establece que:

*“Sin perjuicio de los demás procedimientos establecidos en los Tratados, el Consejo, a propuesta de la Comisión, podrá decidir, **con un espíritu de solidaridad entre Estados miembros**, medidas adecuadas a la situación económica, en particular si surgieren dificultades graves en el suministro de determinados productos, especialmente **en el ámbito de la energía**.”*

En el ámbito energético el principio de solidaridad entre los Estados se ha identificado tradicionalmente con el sector de los hidrocarburos, debido a la escasez de reservas de los mismos en el territorio comunitario y a su alta dependencia del exterior. Así, se ponía de manifiesto en la Propuesta de directiva de aproximación de las medidas en materia de seguridad del abastecimiento de productos petrolíferos³⁶¹, en la que se establecía que *“la realización del mercado interior de la energía deberá ir acompañada de la necesaria coordinación de las medidas destinadas a garantizar la seguridad del abastecimiento exterior de petróleo de la Comunidad. El mercado interior descansa, de hecho, en una **necesidad de solidaridad entre los Estados miembros**, especialmente manifiesta en sectores esenciales para el abastecimiento energético como el que constituyen los hidrocarburos”*.

En términos similares, se pronunció la CE en su Comunicación al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo: *“Una Política Energética para Europa”* de 10 de enero de 2007, en la que se ponía de manifiesto que *“es necesario instaurar unos mecanismos eficaces que **garanticen la solidaridad entre Estados miembros** en la eventualidad de crisis energética. Esto es especialmente importante en el caso de algunos Estados miembros que dependen mayoritaria o totalmente de un único proveedor de gas”*³⁶².

Posteriormente, esta iniciativa se materializó en la modificación de la Directiva 2003/55/CE sobre normas comunes para el Mercado Interior del Gas Natural (Directiva

³⁶¹ Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo relativa a la aproximación de las medidas en materia de seguridad del abastecimiento de productos petrolíferos [COM/2002/0488 final - COD 2002/0219, Diario Oficial n° 331 E de 31/12/2002 p. 0249 – 0261].

³⁶² COM (2007) 1 final.

2009/73/CE), en la que se propone **fomentar la solidaridad entre los Estados miembros**, tanto a nivel bilateral como regional, con el fin de paliar los efectos de aquellas situaciones de emergencia de interrupción del suministro de gas en Europa³⁶³.

Esta norma comunitaria introduce importantes medidas sobre cooperación energética entre Estados como promover la extensión y armonización de medidas nacionales para resolver los casos de emergencia en el abastecimiento energético, la elaboración de pautas de actuación de carácter práctico de asistencia mutua y el establecimiento de una Red de Corresponsales de Seguridad Energética que establecerán un sistema de alerta rápida y aumentarán la capacidad de la UE para reaccionar en caso de una situación de riesgo procedente del exterior para la seguridad energética, entre otras.

Con la misma finalidad, la Directiva 2004/67/CE del Consejo, de 26 de abril de 2004³⁶⁴, relativa a las medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas natural ya preveía el establecimiento de un Grupo de Coordinación de Gas (*Gas Coordination Group*), encargado de facilitar la coordinación de las medidas en materia de seguridad del suministro en caso de una interrupción grave del mismo. Además, dicho grupo podrá asistir a los Estados miembros en la coordinación de las medidas adoptadas a nivel nacional, y estará compuesto por los representantes de los Estados miembros, por representantes de los órganos representativos de la industria afectada y por representantes de los consumidores de energía, y estará presidido por la Comisión Europea.

No obstante lo anterior, debe tenerse en cuenta que la puesta en marcha de estas medidas difícilmente podrá presentar los resultados esperados si no van acompañadas de las inversiones necesarias para mejorar las infraestructuras energéticas de interconexión (especialmente en Europa central y en los países bálticos), construir nuevas terminales de almacenamiento de GNL y aumentar la capacidad de los gasoductos, entre otros. Además, estas medidas se basan principalmente en el intercambio de información, pero carecen de

³⁶³ Sobre la cláusula de solidaridad regional, véase el artículo 6 de la Directiva 2009/73/CE. A este respecto, debe tenerse en cuenta que aunque entre los objetivos comunitarios el fomento de la eficiencia energética y de las energías renovables ocupe un lugar destacado, se prevé que en los próximos años Europa seguirá sufriendo un alto grado de dependencia del gas y el petróleo, y esta situación será especialmente preocupante para aquellos Estados miembros que dependen casi en su totalidad de un único proveedor, como es el caso de Grecia o Bulgaria respecto del gas ruso.

³⁶⁴ Esta normativa ha sido sustituida por el Reglamento n° 994/2010 del Parlamento Europeo y del Consejo de 20 de octubre de 2010, sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas, cuyo contenido se analizará en el siguiente apartado de la presente tesis.

carácter obligatorio para los Estados miembros en caso de que se produzca una situación de crisis energética para alguno en concreto.

En cualquier caso, la disposición más relevante para el sector energético comunitario introducida en el TFUE es el artículo 176 A ya que se configura como la base jurídica que servirá de punto de partida para la construcción definitiva de la Política Energética comunitaria. Este artículo se ha incorporado dentro del Título XX del Tratado, dedicado específicamente a la energía, e incorpora algunas novedades respecto del antiguo artículo III-256 del texto constitucional:

*“1. En el marco del establecimiento o del funcionamiento del mercado interior y atendiendo a la necesidad de preservar y mejorar el medio ambiente, la política energética de la Unión tendrá por objetivo, **con un espíritu de solidaridad entre los Estados miembros**:*

- a) garantizar el funcionamiento del mercado de la energía;*
- b) garantizar la seguridad del abastecimiento energético en la Unión;*
- c) fomentar la eficiencia energética y el ahorro energético así como el desarrollo de energías nuevas y renovables; y*
- d) fomentar la interconexión de las redes energéticas.***

*2. Sin perjuicio de la aplicación de otras disposiciones de los Tratados, **el Parlamento Europeo y el Consejo establecerán, con arreglo al procedimiento legislativo ordinario**, las medidas necesarias para alcanzar los objetivos mencionados en el apartado 1. Dichas medidas se adoptarán previa consulta al Comité Económico y Social y al Comité de las Regiones.*

No afectarán al derecho de un Estado miembro a determinar las condiciones de explotación de sus recursos energéticos, sus posibilidades de elegir entre distintas fuentes de energía y la estructura general de su abastecimiento energético, sin perjuicio de la letra c) del apartado 2 del artículo 175.

*3. No obstante lo dispuesto en el apartado 2, **el Consejo, con arreglo a un procedimiento legislativo especial, por unanimidad y previa consulta al Parlamento Europeo**, establecerá las medidas mencionadas en ese apartado cuando sean esencialmente de carácter fiscal.”.*

En primer lugar, hay que señalar que la nueva Política Energética comunitaria se sitúa “en el marco del establecimiento o el funcionamiento del mercado interior”, es decir, en el ámbito de la liberalización del mercado de la energía y, a este respecto, dicha política debe estar inspirada en el principio de solidaridad energética entre los Estados miembros.

En cuanto a los objetivos que deberá perseguir esta nueva política comunitaria, el citado artículo confirma los objetivos ya anunciados por la CE en su *Revisión Estratégica del Sector de la Energía*, esto es, implantación efectiva del Mercado Interior de la Energía, reforzamiento de la seguridad de aprovisionamiento y promoción de la eficiencia energética y de las energías renovables. En este sentido, llama la atención la referencia específica que se realiza al fomento de las interconexiones energéticas como uno de los objetivos prioritarios a perseguir por la Política Energética. Podría entenderse que la UE pretende elevar de rango su prioridad de reforzar las interconexiones energéticas puesta de manifiesto en otros documentos comunitarios³⁶⁵, con el fin de potenciar la inversión y el desarrollo de las redes transeuropeas como piezas clave en la creación del Mercado Interior y en la seguridad del abastecimiento.

En todos estos temas, la Unión podrá legislar por el procedimiento ordinario de mayoría cualificada y codecisión, evitando así la toma de decisiones por unanimidad en el seno del Consejo, que tanto ha ralentizado estos asuntos en los últimos años. No obstante, hay que destacar que los Estados siguen manteniendo sus competencias exclusivas sobre las fuentes energéticas y sobre el “*mix energético*” nacional³⁶⁶.

III.2.2. La seguridad energética en el Derecho Comunitario derivado.

Según se puso de manifiesto en el capítulo anterior, el sector energético europeo se ha caracterizado tradicionalmente por el fuerte intervencionismo de los gobiernos nacionales. El carácter estratégico de este sector, unido a la escasez de reservas de hidrocarburos existentes en Europa, son algunos de los argumentos que se han empleado para justificar que, hasta ya comenzados los años ochenta, el sector energético escapara a

³⁶⁵ A este respecto, véase el Libro Verde titulado “*Estrategia Europea para una Energía Sostenible, Competitiva y Segura*” o la “*Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo: Plan prioritario de interconexión* [COM (2006) 846], entre otros.

³⁶⁶ Sobre este aspecto, procede mencionar la “*Declaración relativa al artículo 176 A del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea*” aprobada durante la Conferencia de los Representantes de los Gobiernos de los Estados miembros (celebrada en Bruselas, el 23 de julio de 2007) convocada para elaborar de común acuerdo las modificaciones del Tratado de la Unión Europea, del Tratado constitutivo de la Comunidad Europea y del Tratado constitutivo de la Comunidad Europea de la Energía Atómica. En la citada declaración, se expone literalmente que “*la Conferencia estima que el artículo 176 A no afecta al derecho de los Estados miembros a adoptar las disposiciones necesarias para garantizar su abastecimiento energético en las condiciones establecidas en el artículo 297*”. El texto de la Declaración se encuentra disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/es/treaties/dat/12007L/htm/C2007306ES.01023101.htm>.

los procesos de liberalización que afectaron a otros sectores industriales como los transportes o las telecomunicaciones.

Ante la ausencia de una provisión jurídica específica en los Tratados que atribuya a las instituciones comunitarias una competencia global en materia de seguridad energética, éstas han recurrido a diferentes bases legales para aprobar un gran número de disposiciones normativas de Derecho derivado, adoptar distintos acuerdos en el ámbito internacional y elaborar multitud de trabajos preparatorios (Libro Blanco, Libro Verde, Comunicaciones, Resoluciones, etc.) que han contribuido significativamente a la regulación de los principales aspectos que afectan al ámbito interno y externo de la seguridad de suministro energético en Europa.

Entre ellas, las instituciones comunitarias han recurrido con frecuencia al artículo 100 del TCE (antiguo artículo 103 en la versión del TCE de 1957), por el que se autoriza al Consejo a actuar por unanimidad para adoptar medidas apropiadas a la situación económica, cuando surjan importantes dificultades en el suministro de determinados productos. En otras ocasiones, y debido a la falta de competencia de la Comunidad en esta materia, las instituciones comunitarias se han visto obligadas a apelar al principio de subsidiariedad, establecido en el artículo 5 del TCE, para justificar la actuación comunitaria por la imposibilidad de alcanzar el objetivo previsto mediante la actuación de los Estados miembros.

Como ya se ha mencionado anteriormente, la actividad normativa desarrollada por las instituciones comunitarias en el ámbito interno de la seguridad energética ha sido muy prolífica en los últimos años. Entre ellas, hay que destacar, en primer lugar, aquellas disposiciones que imponen a los Estados miembros la obligación de almacenar y tener disponibles determinadas cantidades de hidrocarburos para poder reaccionar ante situaciones de crisis energéticas.

Mantenimiento de reservas estratégicas

La primera Directiva comunitaria en materia de reservas estratégicas fue aprobada por el Consejo Europeo tras la Guerra de los Seis Días de 1967. Con el fin de mitigar los

efectos negativos que el bloqueo del Canal de Suez podría ocasionar a la seguridad energética en Europa, la Directiva 68/414/CEE compelía a los Estados miembros a mantener unas reservas de stock equivalentes a 65 días de consumo, a excepción de aquellos Estados con reservas propias cuya obligación se reducía en un 15% del consumo. Posteriormente, la Directiva 72/425/CEE de 19 de diciembre de 1972 amplió esta obligación a 90 días de consumo, con el fin de armonizar la normativa comunitaria a las directrices impuestas por la AIE a sus miembros en materia de reservas estratégicas de energía.

En 1973, el Consejo adoptó una nueva Directiva 73/238/CEE, relativa a las medidas destinadas a atenuar los efectos producidos por las dificultades de abastecimiento de petróleo crudo y productos petrolíferos. En dicha norma, se exhortaba a los Estados miembros a designar a los órganos encargados de adoptar todas las disposiciones necesarias en caso de dificultades de abastecimiento de petróleo crudo y productos petrolíferos que tuvieran por efecto reducir sensiblemente los suministros de estos productos, y que pudieran causar graves perturbaciones. En concreto, estos órganos debían efectuar las retiradas de las reservas de seguridad establecidas por la Directiva 68/414/CEE, y distribuirlas entre los consumidores; asimismo, eran responsables de restringir, de forma particular o general, el consumo en función del déficit de los abastecimientos previstos (incluido el suministro con prioridad de productos petrolíferos a determinadas categorías de consumidores), y de regular los precios con objeto de evitar subidas anormales de los mismos.

Posteriormente, y amparándose en la tesis de que el establecimiento de un objetivo común dentro de la Comunidad resultaba necesario para salvaguardar la unidad del mercado, y para garantizar que todos los usuarios de energía soportasen de forma equitativa las dificultades derivadas de la crisis energética mundial de 1973, el Consejo aprobó su Decisión de 7 de noviembre de 1977, por la que se establecía como objetivo comunitario la reducción del consumo de energía primaria en caso de existir dificultades en el abastecimiento de petróleo crudo y productos petrolíferos. En este sentido, se acordó una reducción del consumo de productos petrolíferos de hasta un 10% del consumo normal, aplicable durante dos meses como máximo.

Años más tarde, y una vez iniciado el proceso de creación del Mercado Interior de la Energía con la aprobación de las Directivas 96/92/CEE y 98/30/CEE, el Consejo adoptó la Directiva 98/93/CEE, por la que se modifica la primera Directiva 68/414/CEE sobre mantenimiento mínimo de reservas de petróleo. Esta Directiva tenía como objeto integrar las obligaciones derivadas de la seguridad de abastecimiento dentro del proceso de creación del Mercado Interior, de forma que no representaran un obstáculo para la culminación del citado proceso. Así, su articulado preveía que para garantizar un correcto funcionamiento del Mercado Interior, se debía promover la celebración de acuerdos entre los Estados miembros con respecto al mantenimiento mínimo de reservas, con el fin de favorecer la distribución racional del mantenimiento de reservas en la Comunidad, incluido el uso de las instalaciones de almacenamiento de otros Estados miembros. Por otro lado, se acordaba la reducción de hasta un 25% de la parte del consumo medio interno diario (a los efectos de calcular los noventa días del año natural precedente) que estuviera cubierta por los derivados del petróleo extraídos del suelo del Estado miembro. Asimismo, se daba la oportunidad a los Estados miembros de recurrir a un organismo o entidad de mantenimiento de reservas, responsable del mantenimiento de la totalidad o parte de las reservas. Y, en caso de que dos o más Estados miembros optaran por recurrir a un mismo organismo o entidad conjunto para el mantenimiento de sus reservas, ambos serían conjuntamente responsables de las obligaciones derivadas de la citada Directiva.

Posteriormente, el 11 de septiembre de 2002 la CE publicó su Comunicación sobre *“Mercado Interior de la Energía: medidas coordinadas en materia de seguridad del abastecimiento energético”*³⁶⁷, en la cual se insiste en el hecho de que los Estados miembros son cada vez más interdependientes al encontrarse inmersos en la creación del mercado integrado de la energía, y esto obliga a establecer medidas coordinadas para garantizar la seguridad del abastecimiento en petróleo y gas. Según la CE, esas medidas deben tener por objeto la armonización de la organización y fomento de la utilización coordinada de las reservas de petróleo (mediante sistemas nacionales en materia de reservas como reservas de seguridad, criterios de intervención, etc.), la armonización de normas mínimas en materia de seguridad de abastecimiento de gas (medidas de crisis, cláusulas específicas en los contratos de suministro) y la organización de un diálogo entre

³⁶⁷ COM (2002) 488 final.

países productores y consumidores. Esta comunicación estaba acompañada de una serie de propuestas normativas, entre las que destacan:

- La Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo relativa a la aproximación de las medidas en materia de seguridad del abastecimiento de productos petrolíferos.
- La Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo relativa a unas medidas de protección de la seguridad de abastecimiento de gas natural³⁶⁸.
- La Propuesta de Directiva del Consejo por la que se derogan las Directivas 68/414/CEE y 98/93/CE del Consejo por las que se obliga a los Estados miembros de la CEE a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo y/o productos petrolíferos y la Directiva 73/238/CEE del Consejo relativa a las medidas destinadas a atenuar los efectos producidos por las dificultades de abastecimiento de petróleo crudo y productos petrolíferos.
- La Propuesta de Decisión del Consejo por la que se derogan la Decisión 68/416/CEE del Consejo, relativa a la celebración y ejecución de los acuerdos intergubernamentales especiales relativos a la obligación de los Estados miembros de mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo y/o productos petrolíferos, y la Decisión 77/706/CEE del Consejo, por la que se establece un objetivo comunitario de reducción del consumo de energía primaria en caso de dificultades en el abastecimiento de petróleo crudo y productos petrolíferos.

Sin embargo, ninguna de estas propuestas se pudo finalmente materializar en normativa comunitaria al encontrarse con la oposición del Parlamento Europeo y las discrepancias surgidas entre los propios Estados miembros. En consecuencia, hubo que esperar hasta la aprobación de la Directiva 2006/67/CE para poder aunar todos los criterios y medidas establecidas hasta el momento en materia de existencias mínimas de reservas de petróleo.

³⁶⁸ Esta propuesta normativa finalmente adquiriría la naturaleza jurídica de Reglamento siendo, por tanto, sus disposiciones directamente aplicables en todo el territorio comunitario.

Conforme a esta Directiva 2006/67/CE, los Estados miembros tenían la obligación de constituir y mantener constantemente un nivel de reservas de productos petrolíferos equivalente, como mínimo, a 90 días del consumo interior medio registrado durante el año natural anterior. A estos efectos, los Estados miembros sólo podían incluir en la relación estadística de sus reservas estratégicas las cantidades totalmente a su disposición en caso de crisis de abastecimiento de petróleo³⁶⁹.

Por otro lado, en términos similares a lo ya dispuesto en la normativa comunitaria sobre la materia, se prevía que los Estados miembros con producción petrolífera nacional pudieran deducirla proporcionalmente de su obligación de almacenamiento, siempre que dicha deducción no rebasara el 25 % de su consumo interior.

En cuanto a las modalidades de almacenamiento, éstas debían garantizar la disponibilidad y la accesibilidad de las reservas para los Estados miembros, de forma que les permitiera reaccionar inmediatamente en caso de crisis de abastecimiento. En tal caso, los Estados miembros podrían controlar la asignación de las reservas y ponerlas rápidamente a disposición de los sectores con las necesidades de abastecimiento más acuciantes.

Este almacenamiento se basaba en un sistema de delegación parcial o total en un organismo o en una agencia de almacenamiento, debiendo velar los Estados miembros por la transparencia de las modalidades de almacenamiento y la aplicación de condiciones equitativas y no discriminatorias. Además, las reservas podían conservarse fuera del territorio nacional y ubicarse en otro Estado miembro. En ese caso, el Estado miembro en el que se almacenaran estas reservas ejercería el control de las mismas y garantizaría su disponibilidad real, si bien no las podría incluir en sus estadísticas. En cualquier caso, los Estados miembros tenían la obligación de garantizar la supervisión administrativa de sus reservas y a aplicar un régimen de sanciones con fines disuasorios.

³⁶⁹ Esta normativa obliga a los Estados miembros a comunicar a la CE una relación estadística de las reservas existentes al final de cada mes, especificando el número de días de consumo medio del año natural anterior que representan dichas reservas.

En caso de crisis de abastecimiento, se podía emprender una acción coordinada entre los Estados miembros, organizada mediante una consulta previa de la CE. En principio, los Estados miembros no podían utilizar sus reservas si éstas se encontraban por debajo de los límites mínimos legales antes de proceder a dicha consulta, salvo en aquellas situaciones de urgencia especial. De darse esta situación, los Estados miembros debían informar a la CE acerca de la utilización de las reservas, la fecha en que éstas pasaron a ser inferiores del mínimo obligatorio, la causa de la utilización de las reservas, las medidas tomadas para permitir la reconstitución de las reservas, la evolución probable de las reservas durante el período en el que se mantuvieran por debajo del mínimo obligatorio, etc.

Por último, debido al incremento del riesgo de crisis de abastecimiento experimentado en los últimos años, los Estados miembros acordaron que era necesario actualizar la normativa comunitaria en materia de almacenamiento de reservas de emergencia, y así adecuarla a las nuevas necesidades de la UE.

Tras la propuesta inicial presentada por la CE con fecha 17 de noviembre de 2008³⁷⁰, y una vez consultado el PE sobre la misma³⁷¹, el Consejo de Ministros de Energía llegó, en su sesión de 12 de junio de 2009, a un acuerdo político sobre las nuevas obligaciones que debían asumir los Estados miembros para reforzar las medidas en materia de seguridad de suministro de petróleo.

El texto final de la nueva Directiva 2009/119/CE del Consejo, por la que se obliga a los Estados miembros a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo o

³⁷⁰ Esta iniciativa comunitaria responde a un llamamiento realizado por el Consejo Europeo, de 8-9 de marzo de 2007, en el que se ponía de manifiesto la necesidad de revisar el actual mecanismo comunitario de reservas estratégicas de petróleo, en particular, respecto a mejorar su disponibilidad en casos de crisis y su necesidad de complementarlos con los mecanismos establecidos por la Agencia Internacional de la Energía. Como se ha expuesto en la presente tesis, la AIE cuenta con un sistema paralelo de utilización de reservas de petróleo de emergencia y aunque, por lo general, pueden utilizarse las mismas reservas para cumplir con la legislación de la UE, y satisfacer las obligaciones de mantenimiento de reservas de la AIE, las diferencias en los métodos de cálculo y en la notificación de datos imponen una carga administrativa considerable a los Estados miembros que son también miembros de la AIE.

³⁷¹ El Parlamento Europeo aprobó la propuesta de la Comisión y del Consejo en única lectura con enmiendas, las cuales se recogen en el documento “*European Parliament Legislative Resolution of 22 April 2009 on the proposal for a Council Directive imposing an obligation on Member States to maintain minimum stocks of crude oil and/or petroleum products (COM (2008) 0775 – C6-0511/2008 – 2008/0220 (CNS))*”. Esta iniciativa comunitaria se tramitó por el procedimiento de consultas, utilizando como base jurídica el artículo 100 del Tratado.

productos petrolíferos, fue aprobado por el Consejo de Ministros de Asuntos Generales y Relaciones Exteriores de 14 de septiembre de 2009, y tiene como objetivo mejorar el funcionamiento de los mecanismos comunitarios existentes sobre *stocks* de crudo y de productos petrolíferos para asegurar su disponibilidad en casos de crisis energética³⁷².

Una vez finalizado su periodo de transposición, previsto para el 31 de diciembre de 2012, la nueva Directiva deroga la normativa comunitaria hasta la fecha vigente en materia de *stocks* del petróleo³⁷³ e impondrá nuevas obligaciones a los Estados miembros en esta materia. Entre otras, los Estados deberán asegurar unas reservas mínimas equivalentes a 61 días de consumo medio diario o 90 días de las importaciones netas (la que resulte superior de ambas cantidades), de las cuales un tercio (o al menos el equivalente a 30 días) deberá corresponder a productos petrolíferos³⁷⁴.

Por otro lado, se crea una nueva categoría dentro de las reservas de emergencia denominada “*reservas específicas*”, y que tiene por finalidad contribuir a reforzar la seguridad de abastecimiento en la Comunidad. Estas reservas son de carácter voluntario aunque, una vez creadas por los Estados, las deberán comunicar a la CE, hacerlas públicas y mantenerlas durante al menos un año en cantidad y composición. Estas reservas deben de ser propiedad de los propios Estados o, en su defecto, de las entidades centrales de almacenamiento del Estado de que se trate.

³⁷² Publicada en el DO L 265 de 9.10.2009.

³⁷³ Nos referimos a la Directiva 2006/67/CE del Consejo, de 24 de julio de 2006, por la que se obliga a los Estados miembros a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo y/o productos petrolíferos, la Directiva 73/238/CEE, de 24 de julio, relativa a las medidas destinadas para paliar los efectos producidos por las dificultades de abastecimiento de petróleo crudo y productos petrolíferos y la Decisión 68/416/CEE del Consejo, de 20 de diciembre de 1968, por la que se obliga a los Estados miembros de la CEE a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo y/o productos petrolíferos.

³⁷⁴ En la nueva normativa, para calcular las referencias al día se tienen en cuenta las importaciones netas de crudo y/o productos petrolíferos del año natural precedente, una vez excluidas naftas y bunkers, mientras que en la normativa hasta ahora vigente el cálculo se realizaba en función de las ventas/consumos de los cuatro grupos de productos petrolíferos principales, esto es, gasolinas, querosenos, gasóleos y fuelóleos. Este nuevo criterio para realizar el cálculo del día medio de importaciones netas y cuantificar las cantidades mínimas obligatorias de *stocks* de crudo y productos petrolíferos facilita una mayor convergencia con los requerimientos impuestos por la AIE a sus Estados miembros, ya que, según el Acuerdo Internacional de la Energía de 18 de noviembre de 1974, las obligaciones de mantenimientos de reservas mínimas de crudo y productos petrolíferos impuestas a sus miembros se cuantifican en función de sus importaciones netas, mientras que en la legislación comunitaria anterior, estas reservas se cuantificaban según el consumo medio diario. Asimismo, la nueva Directiva permite el cómputo, en determinadas condiciones, de biocarburantes como reservas de emergencia.

Asimismo, los Estados miembros podrán optar por mantener las reservas de emergencia (incluidas las reservas específicas) en su propio territorio, incluso creando una entidad central al efecto³⁷⁵, o localizarlas en cualquier parte del territorio comunitario, siempre que se encuentren plenamente disponibles y físicamente accesibles. Adicionalmente, los Estados deberán contar con planes de contingencia y procedimientos eficientes para poder liberar las reservas de forma rápida y transparente, en casos de situaciones de potencial desabastecimiento. Para ello, se refuerzan las tareas de monitorización a realizar por los Estados, debiendo llevar un registro detallado de las reservas de emergencia disponibles que puedan ser verificables en cualquier momento, y debiendo comunicar mensualmente a la CE el volumen de reservas comerciales de crudo existentes en su territorio.

Los Estados miembros podrán delegar el cumplimiento de las obligaciones de mantenimiento de reservas de emergencia en los operadores económicos, los cuales podrán optar por constituirlos en propiedad, o delegarlas en su entidad central de almacenamiento o en otros operadores económicos de otros Estados, siempre previa autorización de los Estados miembros afectados. Estos derechos de delegación podrán ser restringidos por los propios Estados hasta un límite del 10% y, si fijaran un límite inferior, deberán crear una entidad central de almacenamiento que asuma la diferencia hasta dicho porcentaje.

Finalmente, la nueva Directiva refuerza los sistemas de control de la CE en casos de crisis de abastecimiento. A este respecto, la CE, en coordinación con los Estados, podrá realizar inspecciones del grado de preparación del sistema de reservas de emergencia, de forma similar a las revisiones periódicas que realiza la AIE de las reservas de emergencia de cada país.

Estas inspecciones pueden abarcar tanto controles de documentación y de los registros de las reservas de emergencia como de las instalaciones en las que se localizan. Asimismo, en los casos de interrupción grave del suministro declarada por la AIE, la CE convocaría al Grupo de Coordinación (que crea esta Directiva) para que evalúe la situación

³⁷⁵ En España esta función la desempeña CORES (la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos) y es la entidad responsable de la gestión de estas reservas estratégicas de productos petrolíferos y del control de las existencias mínimas de hidrocarburos (tanto productos petrolíferos como gas natural). Se trata de una Corporación de Derecho Público, con personalidad jurídica propia que actúa en régimen de Derecho Privado. Este ente está sujeto, en el ejercicio de su actividad, a la tutela de la Administración General del Estado, ejercida a través del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

y, en caso de que la interrupción afectara a varios Estados, se requiera la puesta en consumo de estas reservas. Si la interrupción es de ámbito local o regional, el Estado miembro en cuestión podrá autorizar la puesta en consumo de una determinada cantidad de reservas, con el fin de dar una respuesta inicial a la situación de desabastecimiento que se haya generado.

De este modo, el nuevo texto acordado por los Estados miembros introduce sustanciales mejoras en el ámbito de seguridad energética en Europa.

Por un lado, facilita el acceso a la situación de disponibilidad de los *stocks* almacenados por los Estados miembros, al clarificar los criterios sobre disponibilidad y aumentar las inspecciones y auditorias a practicar sobre los mismos. Por otro, permite una mejor gestión de las situaciones de crisis de abastecimiento de forma conjunta con la AIE, al establecer una metodología común para evaluar la capacidad de respuesta de los Estados ante tales situaciones, simplificar los procedimientos para participar en las acciones que adopte la AIE en tales casos, y permitir la participación de Estados que no pertenecen al ámbito de la AIE. Asimismo, facilita el cumplimiento de las obligaciones de los operadores económicos, mediante la delegación de parte de las mismas en las entidades centrales de almacenamiento.

No obstante, y a pesar de los indudables avances conseguidos con este cambio normativo, hubiese sido deseable que los Estados hubiesen acordado la publicación semanal de los niveles de los *stocks* comerciales, en lugar de su publicación mensual, como finalmente se acordó en el texto final de la Directiva. Esto contribuiría a dotar de mayor transparencia y flexibilidad el funcionamiento del mercado de petróleo en Europa y mitigar los efectos especulativos derivados de la falta de publicidad que en él impera.

Asimismo, habría que plantearse la posibilidad de adoptar medidas adicionales que impulsen el proceso de mejora iniciado con la nueva Directiva, tales como optar por el cuestionario MOS (*Monthly Oil and Gas*), que agrupa a la AIE y Eurostat (de la Comisión Europea), como herramienta principal para la comunicación de datos³⁷⁶, realizar un análisis coste-beneficio respecto a la posibilidad de imponer en un futuro la obligación de

³⁷⁶ Esto permitiría reducir la carga administrativa de los Estados y contar con un soporte común con la AIE para evaluar la capacidad de respuesta de los distintos Estados ante situaciones de emergencia.

comunicación semanal de las reservas estratégicas de petróleo y estudiar mecanismos que faciliten su cumplimiento, preparar planes de emergencia que permitan revisar los procedimientos comunitarios internos de respuesta en tales casos, estudiar con los Estados miembros y la AIE posibles herramientas de coordinación para la gestión de crisis y valorar la posible participación de Estados no pertenecientes a la AIE y miembros de la Comunidad de la Energía en tales situaciones.

Seguridad de suministro de gas natural

Respecto al sector del gas natural, hay que precisar que el mercado comunitario del gas se encuentra en pleno proceso de liberalización, motivo por el cual la necesidad de garantizar la seguridad del abastecimiento es cada vez mayor. Así, el 26 de abril de 2004 se aprobó la Directiva 2004/67/CE del Consejo, por la que se establecían determinadas medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas natural. Esta norma tenía como finalidad establecer un marco común para que los Estados miembros pudieran definir unas políticas generales en materia de seguridad del suministro de gas que fuesen transparentes, solidarias, no discriminatorias y conformes a las exigencias de un competitivo Mercado Interior europeo del gas³⁷⁷. Por tanto, sus disposiciones eran complementarias con la ya derogada Directiva 2003/55/CE³⁷⁸ sobre Mercado Interior del Gas Natural, en la que se reconocía a los Estados miembros el derecho a considerar la seguridad de abastecimiento como una obligación de servicio público, y se les permitía adoptar las medidas de salvaguardia necesarias en caso de crisis del mercado energético.

En este sentido, la Directiva 2004/67/CE imponía a los Estados miembros la obligación de asegurar el suministro de gas natural a los clientes domésticos dentro de sus territorios respectivos, especialmente en aquellos casos en los que se produjera una interrupción parcial de los suministros nacionales de gas durante un período determinado, existieran temperaturas extremadamente bajas durante un período de consumo punta

³⁷⁷ A diferencia de lo que ocurre en el caso del petróleo, la Directiva sobre seguridad de abastecimiento del gas natural no imponía a los Estados miembros la obligación de almacenar unas reservas mínimas de gas para hacer frente a situaciones de crisis energéticas, si bien se preveía que los mismos pudieran requerir a la industria el establecimiento de unos objetivos mínimos indicativos referentes a una posible contribución futura del almacenamiento.

³⁷⁸ Esta Directiva ha sido sustituida por la Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.

determinado a nivel nacional, o en períodos de demanda excepcionalmente elevada de gas durante las épocas más frías del año.

Para ello, se autorizaba a los Estados miembros a ampliar el ámbito de aplicación de estas obligaciones a las pequeñas y medianas empresas (PYMEs) y demás consumidores que no pudieran sustituir su consumo de gas por el de otras fuentes de energía, a establecer o exigir a la industria que fijara unos objetivos mínimos indicativos referentes a una posible contribución futura del almacenamiento, a tomar las medidas correspondientes en cooperación con otro Estado miembro para utilizar sus instalaciones a fin de cumplir las normas sobre seguridad del suministro, así como a adoptar y publicar disposiciones nacionales de emergencia³⁷⁹.

Y, de cara a garantizar el cumplimiento de estas medidas, se atribuía a la CE la obligación de supervisar los nuevos contratos de suministro de gas a largo plazo importado de terceros países, la existencia de unos suministros de gas con suficiente liquidez, el nivel de gas útil y el nivel de la capacidad de extracción de las existencias de gas, el nivel de interconexión de las redes de gas nacionales de los Estados miembros, así como la situación previsible del suministro de gas en zonas geográficas específicas dentro de la Comunidad, entre otras cuestiones³⁸⁰.

³⁷⁹ Algunos analistas consideran que, el hecho de que la Directiva no especifique el modo en el que se debe materializar esta posibilidad de cooperación entre los Estados miembros en materia de seguridad de abastecimiento del gas natural, representa uno de los puntos débiles del sistema comunitario de seguridad energética, y pone en riesgo la consecución del propio objetivo de la Directiva, esto es, prevenir las situaciones de crisis energéticas. En este sentido, se apunta como posible solución que en el contexto de la labor de monitorización encomendada a la CE en el artículo 6 de la Directiva, esta institución tenga la potestad de imponer obligaciones a los Estados miembros en este sentido, en lugar de realizar recomendaciones como sucede en la actualidad. Para más información, véase: S. Haghighi, “*Energy Security: the external legal relations of the EU with major oil and gas supplying countries*”, Hart, 2007, p. 152.

³⁸⁰ A este respecto, cabe recordar que en la propuesta de Directiva presentada por la CE se incluía el establecimiento de un Sistema Europeo de Observación que permitiera a la CE evaluar el suministro de hidrocarburos y la existencia de reservas estratégicas a nivel comunitario, así como realizar recomendaciones a los Estados miembros con el fin de prestar asistencia a otros Estados miembros que pudieran verse afectados por una interrupción del suministro. Debido al bloqueo del Parlamento Europeo, esta propuesta finalmente no vio la luz, al considerarse una intromisión en las políticas energéticas nacionales de los Estados miembros. No obstante, lejos de desistir en el intento, la CE volvió a plantear en su nuevo paquete de medidas de *Revisión Estratégica del Sector de la Energía* de septiembre de 2007, y su *Segunda Revisión Estratégica* de noviembre de 2008, la creación de un Observatorio del Mercado de la Energía en el seno de la anterior DG TREN (actual DG ENER).

No obstante lo anterior, la crisis ruso-ucraniana de enero de 2009 puso de manifiesto que la Unión Europea no estaba suficientemente preparada para reaccionar ante los casos de emergencia provocados por un déficit de abastecimiento de gas proveniente de terceros países, y era incapaz de asegurar el suministro de gas a los consumidores de la Unión³⁸¹. En aquel momento se echaron en falta políticas comunes en materia de seguridad de abastecimientos de gas, planes de emergencia conocidos y eficaces a nivel comunitario, mayor coordinación entre Estados Miembros, y más y mejores infraestructuras de interconexión entre países que permitiesen que el Mercado Interior reaccionase por sí mismo ante la crisis.

De ahí que la Comisión Europea propusiera un nuevo Reglamento de directa aplicación en esta materia, al considerar que la hasta ahora vigente Directiva 2004/67/EC ya no era suficiente en un contexto de creciente dependencia exterior y de riesgos ligados al tránsito de gas.

La base legal para la aprobación del Reglamento nº 994/2010 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 20 de octubre de 2010, sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas³⁸² fue el artículo 95 del Tratado de la Unión, relativo a la armonización de legislaciones.

El nuevo Reglamento insta a los Estados miembros a estar plenamente preparados en caso de interrupción del abastecimiento, mediante el establecimiento de planes de emergencia claros y eficaces en los que participen todos los interesados, y que integren plenamente la dimensión comunitaria de cualquier interrupción importante.

Para ello, el nuevo Reglamento pretende establecer un indicador común, denominado N-1, que sirva para definir una interrupción grave de abastecimiento de gas natural en el territorio comunitario³⁸³.

³⁸¹ En el epígrafe IV.2.3. de la presente tesis se realiza un análisis completo de esta crisis, así como de su repercusión en el ámbito de la seguridad energética de la UE.

³⁸² DOUE 12/10/2010, L 295/1.

³⁸³ Según se establece en la Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones: *“Las prioridades de la infraestructura energética a partir de 2020-Eschema para una red de energía europea integrada”*, Bruselas, 17.11.2010, COM(2010) 677 final, p. 24: *“Actualmente cinco países incumplen el criterio N-1 (Bulgaria, Eslovenia, Lituania, Irlanda y Finlandia), teniendo en cuenta los proyectos en curso dentro del Programa Energético Europeo para la*

Además, el nuevo Reglamento obliga a los Estados miembros a designar a una autoridad competente que sea responsable de controlar las incidencias del abastecimiento de gas, de evaluar los riesgos para el suministro y de elaborar Planes de Acción Preventivos y Planes de Emergencia que incorporen medidas permanentes y a largo plazo que reduzcan el impacto en casos de interrupción del abastecimiento y que permitan mantener el suministro a los consumidores.

Los ejes centrales del nuevo texto normativo son los siguientes:

- El incremento de la seguridad de suministro creando los incentivos para invertir en interconexiones que garanticen el criterio n-1 y los contraflujos.
- El papel del Mercado Interior en la garantía de la seguridad de suministro. Las soluciones no basadas en mercado solo se tomarán por la autoridad competente, si falla el mercado.
- El principio de subsidiaridad: Se pretende incrementar el nivel de seguridad de toda la Comunidad Europea y el papel de las instituciones europeas en la coordinación de los Estados miembros. Un problema en un país concreto puede solucionarse con un gran Mercado Interior europeo competitivo e interconectado.
- El principio de proporcionalidad: Los Estados miembros continuarán siendo responsables de la seguridad de suministro y tendrán flexibilidad en cuando a la elección de los medios que han de garantizar la seguridad de suministro de gas en su país.

En cuanto a las principales novedades que introduce el nuevo texto normativo en el ámbito de la seguridad de suministro de gas en el ámbito comunitario, destacan las siguientes:

Recuperación, pero excluyendo las medidas de demanda. En relación con las inversiones en contraflujo, según el estudio de Gas Transmission Europe (julio de 2009), se han definido para Europa 45 proyectos vitales para mejorar los contraflujos en el interior de los Estados miembros y entre éstos, lo que proporciona una mayor flexibilidad para transportar el gas allí donde sea necesario.”

- Autoridad Competente: cada país designa a la Autoridad responsable de la implementación del Reglamento, en cuanto a seguridad de suministro, y que se encargará de elaborar el Análisis bienal de riesgos, establecer el Plan de Prevención y el Plan de Emergencia. Estas autoridades cooperarán entre ellas y serán coordinadas a través del “*Gas Coordination Group*” por la Comisión Europea.
- Establecimiento del Plan de Prevención y Plan de Emergencia: por su parte, el Plan de Prevención contiene las medidas necesarias para mitigar los riesgos que se identifiquen, mientras que el Plan de Emergencia contiene las medidas para mitigar el impacto de una interrupción del suministro de gas. Ambos los diseñará la Autoridad Competente, para lo que consultará a las demás Autoridades y a la CE, de forma que sea consistente a nivel regional en una región en lo relativo a las interconexiones, las instalaciones de almacenamiento en otros países y la capacidad física de transporte en ambos sentidos de las interconexiones. La Autoridad Competente publicará dicho Plan y lo comunicará a la CE, la cual podrá solicitar su revisión.
- Contenido del Plan de Prevención: este plan contiene las medidas a adoptar en el ámbito de las infraestructuras y desde el lado de la demanda y se revisará cada dos años. En este plan se describirá la planificación para cumplir con el criterio N-1 y los volúmenes y capacidades necesarios para suministrar a los consumidores vulnerables en periodos de demanda alta, las medidas a adoptar desde el punto de vista de la demanda y las obligaciones que se impondrán a los sujetos del sistema en este sentido. Además incluirá el análisis de riesgos y las medidas preventivas, junto con las obligaciones de servicio público.
- Infraestructuras: la Autoridad Competente es responsable de asegurar de que, en caso de que se interrumpa el suministro en la principal infraestructura de gas, el resto de las infraestructuras (N-1) tendrán capacidad de suministrar el volumen de gas necesario para satisfacer la demanda total en una zona/país/región durante un periodo de 60 días de demanda alta de gas, equivalente al periodo más frío que estadísticamente

se tenga registrado en un periodo de 20 años. Además, es necesario garantizar que todas las interconexiones puedan funcionar en ambos sentidos y existir suficientes puntos de entrada y salida para tener sistemas bien conectados. Por su parte, los reguladores, al calcular las tarifas, tendrán en cuenta los costes de cumplir con el criterio N-1 y el coste de garantizar que todas las conexiones funcionen bidireccionalmente. Si las infraestructuras incluyen a más de un país los reguladores deben ponerse de acuerdo en la distribución de estos costes.

- Estándar de suministro: la Autoridad Competente tomará las medidas necesarias a nivel regional (o comunitario) para suministrar a los clientes vulnerables, en caso de temperaturas extremadamente bajas durante picos de 7 días que ocurran cada veinte años o cualquier periodo de sesenta días de demanda excepcionalmente alta, durante el periodo más frío que ocurre estadísticamente cada veinte años. Las obligaciones impuestas a los agentes para alcanzar estos estándares han de ser no discriminatorias, y no deben suponer un obstáculo para la entrada de nuevos competidores o para los pequeños operadores.
- Estimación de riesgos: cada Autoridad Competente analizará el riesgo en cada país con carácter bianual, en cooperación con los agentes, teniendo en cuenta las circunstancias nacionales y regionales, considerando varios escenarios de demanda alta y fallo de infraestructuras, y en correlación con los riesgos de otros países.
- Plan de Emergencia y niveles de crisis: se identifican tres niveles – Aviso inicial: cuando hay información seria y fiable de que existe riesgo de que se deteriore el suministro- Alerta: cuando se crea una situación de falta de aprovisionamiento o una demanda muy alta, pero el mercado es capaz de solventarlo- Emergencia: cuando, debido a una demanda muy alta o al fallo de suministro, existe un riesgo creíble de que no se pueda suministrar a los clientes. A este respecto, el Plan debe determinar el papel de cada agente (en especial el de la Autoridad Competente), establecer los mecanismos para solucionar la crisis (identificando, en primer lugar, los mecanismos de

mercado a utilizar e identificar los mecanismos que no son de mercado, por si éstos fueran necesarios), y señalar las medidas a utilizar para colaborar con otros países. El plan debe asegurar que, en situación de emergencia, se mantendrá el acceso al almacenamiento de gas de otros países y los flujos en las interconexiones.

- Respuesta a emergencias comunitarias: la CE puede declarar la situación de emergencia a petición de la autoridad competente, o cuando se pierdan más del 10% de las importaciones diarias procedentes de terceros países. En ese momento, se convocará el “*Gas Coordination Group*” y la CE coordinará el intercambio de información, supervisará la consistencia y efectividad de las medidas, y coordinará las acciones que afecten a estos terceros países. Además, la CE puede solicitar la modificación de las acciones que adopte un Estado miembro.
- “*Gas Coordination Group*”: El grupo estará compuesto por miembros de las Autoridades Competentes, de ACER, de ENTSO-G y de los representantes de la industria y los consumidores. Este grupo asistirá a la CE en temas relacionados con la seguridad de suministro, la elaboración de directrices y buenas prácticas, la determinación del nivel de seguridad de suministro y las metodologías para establecerlo, los posibles escenarios y el nivel de preparación ante una situación de crisis y la implantación y establecimiento de los Planes.
- Intercambio de información: durante la situación de emergencia, la Autoridad Competente deberá disponer de toda la información disponible sobre las previsiones de demanda y oferta para los tres días siguientes, los flujos horarios en interconexiones, yacimientos, almacenamientos y plantas de GNL, y el periodo de tiempo (días) en los que es posible mantener el suministro. Por su parte, la CE puede solicitar a la Autoridad Competente que le facilite la información anterior, junto con las medidas implementadas para mitigar la emergencia, además de las medidas adoptadas o que debería adoptar otra Autoridad Competente.

Con la entrada en vigor del Reglamento, los Estados miembros están obligados a enviar a la CE todos los acuerdos intergubernamentales con terceros países que puedan influir sobre el suministro o el desarrollo de infraestructuras, y deben informar a la CE antes de firmar cualquier contrato de suministro de gas con un tercer país que afecte a la seguridad de suministro³⁸⁴. A este respecto, los agentes están obligados a comunicar a la CE determinada información sobre sus contratos de aprovisionamiento de gas con terceros países, en concreto, la duración y cláusulas de extensión, el volumen total contratado, la flexibilidad del contrato y sus cláusulas “take or pay” y los puntos de entrada del aprovisionamiento.

Seguridad de suministro de energía eléctrica

Respecto a la seguridad de abastecimiento de energía eléctrica en Europa, la vigente Directiva 2005/89/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de enero de 2006, sobre las medidas de salvaguarda de la seguridad del abastecimiento de electricidad y la inversión en infraestructura, establece medidas destinadas a garantizar el buen funcionamiento del Mercado Interior de la Electricidad, un nivel adecuado de interconexión entre los Estados miembros y de capacidad de producción, y un equilibrio entre la oferta y la demanda³⁸⁵.

³⁸⁴ Esta medida fue respaldada por el Consejo Europeo, en su sesión de 4 de febrero de 2011, en el que se acordó que para favorecer la creación de una Política Energética Exterior común “se invita a los Estados miembros a que informen a la Comisión, a partir del 1 de enero de 2012, de todos los acuerdos bilaterales sobre energía, nuevos o ya existentes, que hayan celebrado con terceros países. La Comisión pondrá esta información a disposición de todos los demás Estados miembros del modo más adecuado y teniendo en cuenta la necesidad de proteger la información comercialmente sensible”. Fuente: Conclusiones – Consejo Europeo 4 de febrero de 2011, considerando 11, (D/11/1).

³⁸⁵ Según la propia CE, la garantía de un alto grado de seguridad del abastecimiento de electricidad es un objetivo fundamental para el correcto funcionamiento del mercado interior. Por tanto, al igual que sucedía en el caso del gas natural, las disposiciones de la Directiva 2005/89/CE deben interpretarse de forma coordinada con lo dispuesto en la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. Esta Directiva sobre mercado interior concede a los Estados miembros la posibilidad de imponer obligaciones de servicio público a las compañías eléctricas, entre otras cosas, en relación con la seguridad del abastecimiento. Y estas obligaciones de servicio público deberán definirse claramente, ser transparentes, no discriminatorias y controlables, y garantizar a las empresas eléctricas comunitarias el acceso, en igualdad de condiciones, a los consumidores nacionales. En relación con la seguridad del suministro, la eficiencia energética y la gestión de la demanda, y con miras al cumplimiento de objetivos medioambientales y en materia de energía procedente de fuentes renovables, los Estados miembros podrán establecer una planificación a largo plazo, teniendo en cuenta la posibilidad de que terceros quieran acceder a la red.

En particular, la Directiva exhorta a los Estados miembros a garantizar la continuidad del abastecimiento de electricidad, analizar el Mercado Interior y las posibilidades de cooperación transfronteriza, velar por la inversión en las redes, diversificar la generación de electricidad para garantizar un equilibrio razonable entre los diversos combustibles, fomentar la eficiencia energética y la adopción de nuevas tecnologías, y mantener las infraestructuras de redes de transporte y distribución para obtener el rendimiento óptimo de las mismas.

En cuanto a la seguridad de explotación de las redes de transporte, la Directiva encomienda a los gestores de las mismas la obligación de establecer unas normas y obligaciones mínimas para garantizar la explotación continua de las redes de transporte y de distribución. Asimismo, estos gestores de redes deben fijar y alcanzar objetivos de rendimiento, en cuanto a calidad del abastecimiento y de seguridad de la red, y adoptar las restricciones de abastecimiento de urgencia previa consulta con los demás gestores de la red de transporte en cuestión.

Asimismo, esta norma comunitaria prevé medidas específicas necesarias para el mantenimiento del equilibrio entre la demanda de electricidad y la capacidad de producción disponible, con el fin de evitar que los Estados miembros adopten medidas intervencionistas incompatibles con la competencia. En este sentido, se encomienda a los Estados miembros que fomenten el establecimiento de un marco para el mercado mayorista, que exijan a los gestores de las redes que velen por el mantenimiento de un nivel adecuado de capacidad de producción de reserva, que faciliten el desarrollo de nuevas capacidades de producción y que fomenten el ahorro energético y la tecnología de gestión de la demanda en tiempo real.

Finalmente, para garantizar el cumplimiento de todas las obligaciones previstas en la Directiva, los Estados miembros elaboran, en cooperación con los gestores de las redes de transporte, un informe sobre la seguridad del abastecimiento, el cual debe incluir información sobre la seguridad de explotación de la red y el equilibrio previsto entre la oferta y la demanda, así como los proyectos de inversión de los gestores de las redes de transporte en materia de interconexiones transfronterizas. En base a esta información, la

CE emite un informe sobre esta cuestión que remite a los Estados miembros, a las autoridades competentes y a ACER.

La importancia de las infraestructuras para garantizar la seguridad energética

La estrategia de la UE para mejorar la seguridad energética y fomentar la solidaridad entre los Estados miembros depende, en gran medida, de las infraestructuras físicas, bien para conectar los mercados de la energía que aun permanezcan aislados en territorio comunitario, bien para enlazar otros países proveedores o de tránsito con la UE a través de gasoductos o infraestructuras de GNL, o bien para interconectar redes eléctricas nacionales en regiones que pueden beneficiarse de proyectos en marcha de energía eólica en alta mar.

Así, en diciembre de 2005 el Consejo de Ministros de Justicia y Asuntos de Interior pidió a la CE que presentara una propuesta para la protección de aquellas infraestructuras que se pudieran considerar críticas en el ámbito comunitario. A raíz de esta petición, la Comisión adoptó su Comunicación de 12 de diciembre de 2006 sobre un Programa Europeo para la Protección de Infraestructuras Críticas³⁸⁶, en el que se ponía de manifiesto la necesidad de proteger las infraestructuras con dimensión transnacional mediante la creación de un *Programa Europeo para la Protección de las Infraestructuras Críticas* (PEPIC), que permita definir las mismas, analizar su vulnerabilidad y su interdependencia entre sí, así como presentar soluciones que protejan y preparen para todo tipo de peligros. A estos efectos, se propuso crear una red de información sobre alertas en infraestructuras críticas (*Critical Infrastructure Warning Information Network –CIWIN-*), que agrupe a los especialistas de los Estados miembros de la UE en materia de protección de infraestructuras críticas y que ayude a la Comisión a elaborar el citado programa.

Junto con esta Comunicación, la CE presentó una propuesta de Directiva sobre la identificación y designación de las infraestructuras críticas europeas, destinada a mejorar su protección, que finalmente se materializó en la Directiva 2008/114/CE sobre la identificación y designación de infraestructuras críticas europeas y la evaluación de la

³⁸⁶ COM (2004) 702 final - no publicada en el Diario Oficial.

necesidad de mejorar su protección³⁸⁷. En principio, esta Directiva afecta sólo a los sectores del transporte y la energía, y establece un proceso con vistas a incrementar la seguridad de Infraestructuras Críticas Europeas designadas, con el fin de crear un enfoque global para la seguridad energética de la UE.

Dentro del ámbito de la *Segunda Revisión Estratégica del Sector Energético*, de noviembre de 2008, y de forma paralela a la tramitación del Reglamento de seguridad de suministro de gas natural, la Comisión Europea presentó una propuesta de Reglamento del Consejo relativo a la comunicación a la Comisión de los proyectos de inversión en infraestructuras energéticas. Finalmente, el 22 de septiembre de 2010 fue publicado el Reglamento 833/2010, de 21 de septiembre de 2010, por el que se aplica el Reglamento 617/2010 del Consejo, relativo a la comunicación a la Comisión de los proyectos de inversión en infraestructuras energéticas en la Unión Europea³⁸⁸.

Esta nueva normativa responde a un llamamiento realizado por las instituciones comunitarias para resolver el problema de la carencia de datos pertinentes y coherentes sobre el desarrollo de las infraestructuras energéticas de la UE, que les permitan evaluar el equilibrio estratégico entre la oferta y la demanda. Además, el nuevo Reglamento contiene medidas que complementan otras iniciativas comunitarias antes aprobadas, como el Programa de Ayuda a la Recuperación Económica, por el que se decide destinar 3,98 billones de Euros a la financiación de proyectos de infraestructura del sector energético, aprobado mediante el Reglamento (CE) n° 663/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009³⁸⁹.

El Reglamento 883/2010 es de aplicación a los proyectos de infraestructuras desarrollados en el ámbito del petróleo (refinado, transporte y almacenamiento), del gas natural (transmisión, terminales de GNL y almacenamiento), de la electricidad (producción y transmisión), de los biocombustibles (producción) y del dióxido de carbono (transporte y almacenamiento). En este sentido, los Estados miembros deberán recabar la información

³⁸⁷ DO L 345 de 23.12.2008, p. 75/82.

³⁸⁸ Este Reglamento deroga el Reglamento (CE) n° 736/96 del Consejo, de 22 de abril de 1996, relativo a la notificación a la Comisión de los proyectos de inversión de interés comunitario en los sectores del petróleo, del gas natural y de la electricidad. El texto completo se encuentra publicado en: DOUE L 248/36, 22.9.2010.

³⁸⁹ DOUE L 200, 31.7.2009.

requerida³⁹⁰ de las empresas que realizan las inversiones afectadas y comunicar la misma a la CE, antes del 31 de julio de cada año, para que ésta elabore un análisis de los proyectos de inversión y de las perspectivas de evolución del sistema energético europeo. Este informe se debatirá con las partes interesadas (como las asociaciones ENTSO-E y ENTSO-G, el Grupo de Coordinación de Gas y el Grupo de Abastecimiento de Petróleo) antes de presentarlo al Consejo, al Parlamento Europeo y al Comité Económico y Social, y publicarlo.

A este respecto, hay que hacer mención a la iniciativa “*Marguerite*”³⁹¹, respaldada por la CE y puesta en marcha el 4 de diciembre de 2009, por la que se crea un fondo público paneuropeo de inversiones que pretende alcanzar un volumen de 1.5 billones de Euros en 2011, destinados a financiar redes trans-europeas de transporte, de energía convencional y de energías renovables.

Según palabras de la propia CE, “*un mayor nivel de transparencia sobre proyectos de inversión (tanto puestos en marcha como pendientes de realizar), contribuirá a evaluar los posibles riesgos de falta de infraestructuras energéticas durante los próximos años y a perfilar un clima favorable para la inversión*”. Por tanto, esta nueva normativa comunitaria pretende garantizar una mayor transparencia sobre la previsible evolución de las infraestructuras en los principales sectores energéticos, al igual que en áreas relacionadas con la producción de energía, como el transporte y almacenamiento de CO₂.

Tras analizar varias opciones, la CE se decantó por la creación de una herramienta mejorada y actualizada de elaboración de informes que complementa el mecanismo de supervisión de las infraestructuras energéticas ya previsto en la normativa anterior. En resumen, el contenido de la propuesta establece que los Estados miembros, después de la posible notificación de las empresas, transmitirán a la Comisión la información sobre los proyectos de inversión. El ámbito de la comunicación abarcaría todas las infraestructuras

³⁹⁰ En el caso de las infraestructuras previstas o en construcción, se deben comunicar los siguientes datos a la Comisión: el volumen de las capacidades previstas o en construcción; el tipo de infraestructuras o capacidades previstas o en construcción y sus características principales; el año probable de puesta en servicio; el tipo de fuentes de energía utilizadas; las instalaciones y los equipos capaces de responder a las crisis de seguridad del abastecimiento; las instalaciones de sistemas para la captura de carbono. En el caso de la clausura de servicios, la Comisión debe recibir información sobre el tipo y la capacidad de las infraestructuras afectadas, así como el año probable de clausura del servicio.

³⁹¹ <http://www.margueritefund.eu>.

de interés para la seguridad del abastecimiento energético y el cambio climático, que contribuyen a alcanzar el objetivo comunitario de establecer una economía con baja emisión de carbono. Los informes deberían elaborarse cada dos años, lo cual aliviaría la carga administrativa y ajustaría esta obligación a otros marcos pertinentes (los datos y la información recogidos podrían hacerse públicos, excepto cuando fueran importantes desde el punto de vista comercial).

Sobre la base de los datos recogidos y otras fuentes pertinentes, la Comisión debe preparar un análisis periódico de la futura evolución del sistema energético de la UE desde una perspectiva transectorial, a fin de identificar posibles deficiencias y problemas potenciales y de aportar transparencia a los participantes en el mercado.

Los siguientes son algunos de los proyectos de infraestructuras prioritarios en el marco de los planes de seguridad energética de la UE y que se ven más condicionados por las relaciones con terceros países³⁹²:

- **Plan de interconexión del mercado báltico de la energía (BEMIP):** Ocho Estados miembros de la UE situados a orillas del mar Báltico (Dinamarca, Estonia, Finlandia, Alemania, Lituania, Letonia, Suecia y Polonia) están trabajando con la CE para crear un mercado de la energía regional integrado (en primer lugar en el ámbito del sector eléctrico y, posteriormente, en el sector del gas natural). Los proyectos del BEMIP, algunos de los cuales reciben financiación del Programa Energético Europeo para la Recuperación, están destinados a eliminar barreras y proporcionar las infraestructuras necesarias para un mercado regional integrado de la energía, y a mejorar la seguridad del abastecimiento de gas natural en la región mediante una mayor diversificación de las vías y las fuentes de suministro³⁹³.
- **Corredor Meridional de transporte de gas.** Una de las prioridades de la UE en el ámbito de la energía es el desarrollo de un corredor energético meridional que

³⁹² A este respecto, véase: Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, “*Energy infrastructure priorities for 2020 and beyond - A Blueprint for an integrated European energy network*”, Brussels, COM (2010) 677/4.

³⁹³ El Memorándum de Entendimiento entre estos países fue firmado en junio de 2009. Asimismo, Noruega (país no miembro de la UE) participa en el BEMIP como observador. Para más información véase: http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/bemip_en.htm.

facilite el suministro de gas a la UE procedente del mar Caspio y fuentes de Oriente Medio. La UE y sus Estados miembros están colaborando estrechamente con los países interesados, entre ellos Azerbaiyán, Turkmenistán, Iraq y los países del *Mashreq*, a fin de obtener compromisos firmes para el suministro de gas y la construcción de los gasoductos necesarios para contribuyan a garantizar la seguridad energética en Europa.

- **Anillo de Energía Mediterráneo.** Con el fin de proporcionar interconexiones de electricidad y de gas a los países que bordean el mar Mediterráneo y establecer las infraestructuras necesarias para aprovechar el inmenso potencial de energía solar y eólica de la región, los Ministros de Energía de la UE y el Mediterráneo adoptaron un plan de acción en el que se exponen los proyectos prioritarios en la región, como el Plan Solar Mediterráneo³⁹⁴.
- **Interconexiones de gas y electricidad Norte-Sur con la Europa central y sudoriental.** Sobre la base de la Comunidad de la Energía ya existente, la UE está desarrollando interconexiones Norte-Sur de gas y electricidad con Europa Central y Sudoriental. La Comisión Europea está trabajando con los reguladores de la energía y los operadores de los sistemas de transporte a nivel nacional para desarrollar un plan de desarrollo de la red, de una duración prevista de diez años, que incluirá un operador común de transporte de gas, un anillo de gas de la Comunidad de la Energía, la determinación de las prioridades de interconexión a nivel de la UE, y un oleoducto paneuropeo.
- **Red marítima en el mar del Norte.** La UE está desarrollando un plan rector para interconectar las redes eléctricas nacionales en la Europa noroccidental y enlazarlas con proyectos planificados de energía eólica en alta mar³⁹⁵. Junto con el Plan de

³⁹⁴ Esta cuestión se analiza en profundidad en el epígrafe IV.2.2. de la presente tesis.

³⁹⁵ Con fecha 3 de diciembre de 2010, el Comisario de Energía y los Ministros de Energía de los países participantes en la Iniciativa del Mar del Norte (*North Seas Initiative*), esto es, Bélgica, Francia, Alemania, Dinamarca, Irlanda, Luxemburgo, Holanda, Noruega, Suecia y Reino Unido firmaron un Memorando de Entendimiento por el que se crea una estructura institucional, en la que también participa la nueva Agencia de Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER), y que está compuesta por un Comité de Dirección (*Steering Committee*), un Consejo de Planificación (*Programme Board*) y tres grupos de trabajo de configuración e integración de la red, aspectos regulatorios y de mercado, planificación y procedimientos de autorización. Esta declaración de intenciones también ha sido respaldada por ENTSO-E.

Interconexión del Báltico y el Anillo Mediterráneo, éste es uno de los componentes fundamentales de una futura gran red europea.



Figura 28. Corredores prioritarios de energía de la UE en 2020.

Fuente: CE (2010).

En conclusión, en lo que se refiere al corto y medio plazo, la UE sigue considerando el desarrollo de infraestructuras de interconexión energética como una prioridad para garantizar la seguridad energética. Esta visión se ha puesto de manifiesto en el nuevo Paquete de Infraestructuras Energéticas (*Energy Infrastructures Package*), publicado el 17 de noviembre de 2010, sustituye al denominado *Trans-European Energy Networks* (TEN-E)³⁹⁶, y que viene a respaldar el objetivo de lograr la culminación en 2014 del proceso de creación de un mercado paneuropeo de la energía integrado y equipado con

³⁹⁶ Con fecha de 4 de mayo de 2010, la CE publicó su informe de conclusiones del Programa TEN-E iniciado en 1996 como una iniciativa comunitaria que brindaba apoyo político a la inversión en infraestructuras energéticas de cara a la consecución del mercado único europeo. Según concluye la propia CE, este Programa resulta insuficiente para afrontar los nuevos retos a los que se enfrenta el mercado energético comunitario y carece de la dotación necesaria para respaldar la estrategia comunitaria prevista para 2020. Para más información véase: *Report from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions on the implementation of the Trans-European Energy Networks in the period 2007-2009*.

infraestructuras, entendiendo que la realización de las infraestructuras energéticas incluidas en los proyectos considerados prioritario (*Project of Common Interest – PCI*) son fundamentales para reforzar la seguridad del abastecimiento, la integración de la energía procedente de fuentes de energía renovables, la promoción de la eficiencia energética y el funcionamiento correcto del Mercado Interior.

Sin embargo, habrá que esperar a que finalice el procedimiento de codecisión, que se encuentra en curso para aprobar el Reglamento sobre infraestructuras transeuropeas de energía, y en el que se establecerán aspectos tan relevantes como los criterios para identificar los proyectos de interés común que formarán parte de los once corredores energéticos principales³⁹⁷, el procedimiento para su aprobación y revisión a nivel comunitario, las partes que intervienen en este procedimiento, la designación de coordinadores europeos, la implementación de estos proyectos, las vías de financiación de los mismos³⁹⁸, la simplificación de los procedimientos de autorización de estas infraestructuras con una única autoridad nacional y periodos más breves de tramitación (tres años) e implementación de estos proyectos, el sistema de incentivos a aplicar por las autoridades nacionales y los instrumentos de financiación a nivel comunitario.

III.2.3. La jurisprudencia del Tribunal de Justicia de la UE: la división de competencia entre la UE y los Estados miembros en materia de seguridad energética.

No podemos concluir esta exposición de la regulación de la seguridad energética en el ámbito del Derecho Comunitario sin analizar si, a tenor del Derecho comunitario vigente y la jurisprudencia dictada por el Tribunal de Justicia de la Unión Europea, se puede afirmar que la Unión cuenta con competencias jurídicas suficientes para poder avanzar de manera autónoma en cuestiones que afectan a la seguridad energética comunitaria o si, por

³⁹⁷ Estos corredores energéticos principales identificados por la CE son: la red marítima en los mares septentrionales y conexión con Europa septentrional y central, las interconexiones en Europa sudoccidental, las conexiones en Europa central oriental y sudoriental y la finalización del BEMIP, en el ámbito eléctrico; el Corredor Meridional, la conexión de los mares Báltico, Negro, Adriático y Egeo, mediante la ejecución del BEMIP y el Corredor Norte-Sur en Europa central y sudoriental, y el Corredor Norte-Sur en Europa occidental para eliminar estrangulamientos internos, en el sector de gas; y reforzando la interoperabilidad de la Red de oleoductos de Europa central-oriental, e interconectando los distintos sistemas y eliminando los estrangulamientos de capacidad y/o posibilitando los contraflujos, en el ámbito del petróleo.

³⁹⁸ Ref. COM (2011) 658 final. Brussels, 19.10.2011.

el contrario, los Estados miembros pueden llegar a condicionar e, incluso, obstaculizar este proceso.

La cuestión de la división de competencias entre la Comunidad y los Estados miembros en materia de seguridad energética es controvertida, al igual que sucede en otros ámbitos del Derecho comunitario. Según se ha expuesto en epígrafes anteriores, el Tratado constitutivo de la Comunidad Europea (artículo 3, letra u) incorpora al sector energético como uno de los ámbitos de actividad de la Comunidad en el que deberá de actuar de forma coordinada con los Estados miembros. Y recordemos que, respecto al ejercicio de competencias compartidas entre la Comunidad y los Estados miembros, el mismo tratado estipula, en su artículo 5, que *“la Comunidad actuará dentro de los límites de las competencias que le atribuye el presente Tratado y de los objetivos que éste le asigna”*, y en los ámbitos que no sean de su competencia exclusiva *“la Comunidad actuará conforme al principio de subsidiariedad”*, teniendo en cuenta que *“ninguna acción de la Comunidad excederá de lo necesario para alcanzar los objetivos del presente Tratado”*.

En base a lo anterior, algunos Estados miembros se han negado a transferir a la Comunidad importantes competencias en materia de Política Energética y, conforme al mencionado principio de subsidiariedad establecido en el Tratado, han considerado que esta política debía entenderse esencialmente como una competencia propia de los Estados miembros.

Por su parte, las instituciones comunitarias no han permanecido impasibles frente a esta cuestión y, ante la ausencia de una base legal en los tratados comunitarios sobre la que poder justificar la adopción de medidas comunitarias de energía en general, y sobre la seguridad del suministro intracomunitario en particular, han recurrido a distintos artículos del TCE para justificar sus actuaciones en esta materia. Así, con frecuencia se ha recurrido al artículo 95 (sobre aproximación de legislaciones para el funcionamiento del Mercado Interior), al artículo 100 (sobre la adopción de medidas en casos de dificultades graves en el suministro de determinados productos), al artículo 133 (sobre celebración de acuerdos en materia de política comercial común) e, incluso, al artículo 308 (por el que se autoriza al Consejo a adoptar medidas cuando una acción de la Comunidad resulte necesaria para lograr uno de los objetivos en el funcionamiento del mercado común) para adoptar

medidas encaminadas a la consecución del Mercado Interior de la Energía que contribuyera a la creación de un marco fiable para el suministro de energía.

III.2.3.1. El reparto de competencias en el ámbito interno de la seguridad energética: la interpretación jurisprudencial de los conceptos de “seguridad pública” y “orden público” previstos en el artículo 30 del TCE y otros aspectos que afectan a la seguridad energética.

Para poner orden en esta cuestión de la delimitación de competencias entre la Comunidad y los Estados miembros, el artículo 220 del TUE ha atribuido al Tribunal de Justicia de la UE (TJUE) la misión de garantizar el respeto del Derecho comunitario en la interpretación y aplicación de las disposiciones del Tratado. Y, aunque tradicionalmente los tratados comunitarios han reconocido las competencias de los Estados miembros para garantizar la seguridad de suministro intracomunitario de energía, incluso permitiéndoles la adopción de medidas que pudieran distorsionar el comercio intracomunitario para alcanzar este fin, los pronunciamientos del TJUE han ido mermando paulatinamente esta posibilidad en los últimos años³⁹⁹.

En primer lugar, merece especial mención el pronunciamiento del TJUE en el asunto “*Campus Oil*” de 1983, si bien debe tenerse en cuenta que, cuando el Tribunal se pronunció sobre este asunto, todavía no se había iniciado el proceso de creación del Mercado Interior de la Energía, el cual ha tenido importantes repercusiones en el giro que ha experimentado la jurisprudencia comunitaria en esta materia⁴⁰⁰. En este asunto, el juez irlandés planteó una cuestión prejudicial al Tribunal de Justicia sobre determinada normativa irlandesa en materia de productos petrolíferos. En concreto, se pidió al Tribunal que se pronunciara sobre si la citada normativa podía considerarse una restricción a las importaciones que vulneraba el principio de libre circulación de mercancías (y, por tanto,

³⁹⁹ En este sentido, el artículo 30 del TCE establece que “*las disposiciones de los artículos 28 y 29 no serán obstáculo para las prohibiciones o restricciones a la importación, exportación o tránsito justificadas por razones de orden público, moralidad y seguridad públicas, protección de la salud y vida de las personas y animales, preservación de los vegetales, protección del patrimonio artístico, histórico o arqueológico nacional o protección de la propiedad industrial y comercial. No obstante, tales prohibiciones o restricciones no deberán constituir un medio de discriminación arbitraria ni una restricción encubierta del comercio entre los Estados miembros.*”

⁴⁰⁰ Asunto 72/83, de 10 de Julio de 1984, “*Campus Oil Limited and others v Minister for Industry and Energy and others*” [1984] ECR 2727.

prohibido por el artículo 28 del TCE⁴⁰¹) o si, por el contrario, debía entenderse como una excepción al principio de libre circulación de mercancías justificada por razón de la “*seguridad pública*” y, por tanto, permitida en el artículo 30 (antiguo artículo 36) del mismo texto legal.

La normativa objeto de examen era una reglamentación que obligaba a los importadores de productos petrolíferos a adquirir un porcentaje de estos productos a través de una refinería nacional con el argumento de que esta obligación garantizaría, por un lado, la continuidad de las actividades de refinación nacional y, por otro, la existencia permanente de unos stocks mínimos de productos petrolíferos en Irlanda.

En este sentido, la CE argumentó que ya existía abundante normativa comunitaria en materia de mantenimiento mínimo de stocks de productos petrolíferos que garantizaba la continuidad del suministro energético de los Estados miembros ante cualquier situación de crisis energética y que, por tanto, no era necesaria la adopción de medidas complementarias por parte de los Estados miembros en este sentido⁴⁰². No obstante, el Tribunal consideró que si bien las mencionadas medidas comunitarias trataban de garantizar la entrega de energía de unos Estados miembros a otros que eran dependientes de la importación de productos petrolíferos, las mismas no constituían una garantía incondicional para el Estado que se encontrara en una situación de crisis energética en cuanto a poder mantener el suministro de energía en un nivel suficiente para cubrir sus necesidades. A este respecto, el Tribunal estimó que los productos petrolíferos constituían un recurso estratégico esencial para la existencia de un país y que, por tanto, la seguridad de suministro se podía considerar englobada en el ámbito de la “*seguridad pública*” prevista en el artículo 30 del TCE. Y, con base en esto, el Tribunal dictaminó que los Estados miembros podían adoptar medidas complementarias sobre seguridad energética, incluso cuando la Comunidad hubiese legislado en esta materia, cuando tales medidas comunitarias no fuesen suficientes para la protección de los intereses de un Estado miembro. No obstante lo anterior, el Tribunal recordó que el artículo 30 del TCE constituía una excepción al principio general de libre circulación de mercancías y, por tanto, los

⁴⁰¹ El artículo 28 del TCE establece que “*quedarán prohibidas entre los Estados miembros las restricciones cuantitativas a la importación, así como todas las medidas de efecto equivalente*”.

⁴⁰² Recordemos que en el año 1983 ya se encontraban en vigor las obligaciones de mantenimiento de unos stocks mínimos de productos petrolíferos establecidas por la AIE, así como la Directiva 68/414/CEE sobre mantenimiento mínimo de stocks y la Directiva 73/238/CEE sobre reducción del consumo en situaciones de dificultades de suministro.

Estados miembros únicamente podían recurrir a este precepto en **situaciones excepcionales y objetivas**, y no para justificar la adopción de cualquier tipo de medida de carácter nacional sobre una materia ya regulada por la Comunidad⁴⁰³.

Unos años más tarde, el Tribunal de Justicia manifestó un importante cambio de opinión en cuanto a la interpretación de los conceptos de “*seguridad pública*” y “*orden público*”, previstos en el artículo 30 del TCE.

En cuanto a la interpretación de concepto de “*orden público*”, y su carácter de exención del principio de libre circulación de mercancías, el Tribunal se pronunció de forma reiterada en varias cuestiones prejudiciales que le fueron formuladas en 1985. Entre ellas, se puede mencionar el asunto “*Procurador de la República Francesa v. Michel Leclerc*”, de 25 de septiembre de 1985, en el que el Tribunal de Gran Instancia de Nanterre (Francia) solicitaba al Tribunal de Justicia que se pronunciara sobre si determinada normativa nacional en la que se fijaba el precio mínimo de venta de combustibles a los consumidores podía considerarse compatible con el Derecho Comunitario y, en concreto, con los artículos 3, 5 y 30 del TCE⁴⁰⁴.

Respecto a la cuestión de la compatibilidad de la citada normativa nacional con el artículo 30 del TCE, el Tribunal se remitió a su sentencia de 29 de enero del mismo año sobre el asunto “*Cullet v Centre Leclerc Toulouse*”⁴⁰⁵, en la que ya se había pronunciado positivamente sobre la posibilidad de que una normativa nacional que estableciese un precio mínimo de venta, aplicado indistintamente a productos petrolíferos nacionales como importados, pudiese tener un efecto perjudicial en la comercialización de estos últimos. En este sentido, el Tribunal estimó que la citada normativa nacional podía evitar que los precios inferiores de los productos importados se acabaran reflejando en los precios de venta del mercado minorista, neutralizando así su ventaja competitiva respecto a los productos nacionales similares. Y, a este respecto, el Tribunal consideró que no podía

⁴⁰³ En este sentido, véanse los apartados 32 y 33 de la sentencia.

⁴⁰⁴ Arrêt du 25 septembre 1985, “*Procureur de la République / Leclerc*” (34/84, Rec. _p._02915).

⁴⁰⁵ Asunto 231/83 “*Cullet*”, Rec. 1985, p. 315.

considerarse que esta normativa nacional respondiera a un objetivo de “orden público” y, por tanto, compatible con el Derecho Comunitario⁴⁰⁶.

Respecto a la interpretación del concepto de “seguridad pública” es pertinente citar una interesante sentencia en materia de supresión de monopolios energéticos, de 13 de diciembre de 1990. Nos referimos a la opinión razonada emitida por el Tribunal de Justicia en el asunto “*Comisión Europea v Grecia*”. En este asunto, el Tribunal condenó al gobierno griego por mantener en vigor una normativa nacional que permitía la existencia de un monopolio estatal de carácter comercial en el sector de los productos petrolíferos, y confería al Estado unos derechos exclusivos en la importación y comercialización de productos petrolíferos. Según estos derechos exclusivos, se obligaba a las empresas de distribución de tales productos a adquirir un porcentaje de sus suministros en empresas públicas de refino.

En esta ocasión, el Tribunal estimó que la citada reglamentación nacional constituía una violación de las obligaciones establecidas en los artículos 30 y 31 (antiguo artículo 37) del TCE, y resultaba discriminatoria para los exportadores de productos petrolíferos establecidos en otros Estados miembros, al constituir una barrera a las importaciones procedentes de los mismos⁴⁰⁷.

Por su parte, el gobierno griego argumentó que el mantenimiento de tales medidas nacionales era necesario en aras a garantizar la “seguridad pública” prevista en el artículo 30, debido al carácter especial de la situación geopolítica de Grecia (esto es, su falta de interconexión con otros países y su carácter de “isla energética”, similar a la que sufre España), y a la necesidad de garantizar el suministro regular de petróleo. No obstante, y a diferencia de lo ocurrido en el antes mencionado asunto “*Campus Oil*”, el Tribunal estimó

⁴⁰⁶ En el mismo sentido, véanse los siguientes pronunciamientos jurisprudenciales del Tribunal de Justicia: Judgement of the Court of 25 September 1985: “*SA Établissements Piszko and others v SA Dammarie Distribution Centre Leclerc*” y “*SA Carrefour Supermarché*” (joined cases 114 and 115/84); “*Procureur de la République and Direction interdépartementale de la concurrence et de la consommation v Jacques Binet and others*” (case 149/84); “*Procureur de la République v Jean-Pierre Gontier*” (case 201/84); “*Procureur de la République v Bernard Girault*” (case 202/84).

⁴⁰⁷ En este asunto, el Tribunal de Justicia recurrió al artículo 31 del TCE relativo a los monopolios nacionales de carácter comercial. De acuerdo con su tenor literal, su contexto y su interpretación jurisprudencial, el artículo 31 no implica necesariamente la desaparición completa de tales monopolios, sino la eliminación de las discriminaciones que puedan suponer entre los productos nacionales e importados. Lo que se trata es de garantizar que estos monopolios, en caso de que se mantengan, no impliquen a su vez restricciones cuantitativas a la importación y exportación u otras medidas de efecto equivalente en el comercio entre los países de la Comunidad.

que este argumento no presentaba el carácter excepcional suficiente para justificar una restricción al principio comunitario de libre circulación de mercancías. En este sentido, el Tribunal consideró que de los argumentos esgrimidos por el gobierno griego, no se podía deducir que existiera una relación de causalidad entre la supresión de estas medidas nacionales y la incapacidad por parte de las empresas públicas de refino para dispensar sus productos en un mercado a precios competitivos y, por tanto, garantizar la continuidad de su operación⁴⁰⁸.

En 2001, el Tribunal fue más allá en esta interpretación restrictiva del concepto de “seguridad pública” en su opinión emitida en el asunto “*PreussenElektra*”⁴⁰⁹, sin duda bajo la influencia del ya iniciado proceso de creación del Mercado Interior de la Energía tras la aprobación de las Directivas 96/92/CEE y 98/30/CEE sobre Mercado Interior de la Energía Eléctrica y el Gas Natural. En este asunto, se planteó al Tribunal de Justicia una cuestión prejudicial sobre si podían considerarse como ayudas de Estado (y, por tanto, prohibidas por el artículo 92 del TCE) la obligación impuesta por el gobierno alemán a las empresas privadas suministradoras de electricidad de adquirir la electricidad procedente de fuentes de energía renovables a unos precios mínimos establecidos y, posteriormente, proceder a repartir la carga financiera que conllevaba la citada obligación con otras compañías privadas de suministro eléctrico y operadores de red. Según estimó el Tribunal, esta carga financiera no suponía ninguna transferencia directa o indirecta de recursos estatales a las empresas que producían este tipo de electricidad, ya que estas empresas no estaban encargadas por el Estado de gestionar un recurso estatal, sino que tenían una obligación de compra utilizando sus propios recursos financieros.

Además, el Tribunal consideró que tales medidas adoptadas por un Estado miembro tenían como objetivo la protección del medio ambiente (al lograr una reducción de la emisión de gases de efecto invernadero) y, por tanto, resultaban plenamente compatibles con lo dispuesto en el artículo 30 del TCE.

A la vista de este asunto, se puede advertir el cambio de tendencia que experimenta el Tribunal a la hora de permitir la adopción de medidas nacionales relacionadas con la

⁴⁰⁸ En este sentido, véanse los apartados 48 y 49 de la sentencia.

⁴⁰⁹ Asunto 379/98, “*PreussenElektra AG and Schleswig AG*”, [2001] ECR I-2099.

seguridad del suministro energético. Si antes tales medidas eran permitidas con base en la necesidad de garantizar la “*seguridad o el orden público*”, ahora las mismas se fundamentan en la protección del medio ambiente, posiblemente porque, en opinión del Tribunal, la cuestión de la seguridad de suministro energético ya se encontraba suficientemente regulada en los preceptos de las Directivas sobre creación del Mercado Interior del Gas Natural y la Energía Eléctrica, antes mencionadas.

Y, más recientemente, el Tribunal condenó a España por incumplir sus obligaciones en virtud de los principios de libre circulación de capitales y libertad de establecimiento (previstos en los artículos 43 CE y 56 CE), al haber adoptado las disposiciones del apartado 1, párrafo segundo, de la función decimocuarta de la Comisión Nacional de Energía de la D.A. Undécima, tercero 1, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos (modificada por el Real Decreto-ley 4/2006, de 24 de febrero de 2006), con el fin de someter a autorización previa de la Comisión Nacional de Energía la adquisición de ciertas participaciones en las empresas que realicen determinadas actividades reguladas del sector de la energía, así como la adquisición de los activos precisos para desarrollar tales actividades.

En esta sentencia, de 17 de julio de 2008⁴¹⁰, el TJCE determinó que España había infringido el Derecho Comunitario al someter a la autorización previa de la Comisión Nacional de Energía (CNE) la adquisición de participaciones en empresas del sector de la energía y de determinados activos de éstas, lo cual vulneraba la libre circulación de capitales y la libertad de establecimiento y no se encontraba justificado por el fin de garantizar la seguridad del suministro energético⁴¹¹.

Según el Tribunal, dicho régimen constituía una restricción a la libre circulación de capitales en la medida en que podía disuadir a los inversores establecidos en los Estados

⁴¹⁰ Asunto C-207/07. El texto completo se encuentra disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:62007J0207:ES:HTML>.

⁴¹¹ Tras la entrada en vigor del Real Decreto-Ley 4/2006, de 24 de febrero, por el que se modificaban las funciones de la Comisión Nacional de la Energía, las adquisiciones de ciertas participaciones en las empresas que realicen determinadas actividades reguladas del sector de la energía, así como las adquisiciones de los activos precisos para desarrollar tales actividades, debían someterse a la autorización previa de la CNE para ser válidas. En particular, España aplicó este régimen de autorización previa en el marco de la oferta pública de adquisición (OPA) que la sociedad E-ON lanzó sobre la sociedad española Endesa, así como en el caso de la OPA de Acciona y ENEL sobre Endesa. Como se expondrá más adelante, esta disposición fue derogada por la reciente Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible.

miembros distintos de España de adquirir participaciones en las empresas españolas que operen en el sector energético y, por tanto, podía impedir o limitar la adquisición de participaciones en dichas empresas. Además, el Tribunal consideró que dicho régimen entrañaba una restricción a la libertad de establecimiento, si bien tales restricciones podrían estar justificadas por razones previstas en el Tratado CE o por razones imperiosas de interés general, como la seguridad pública. En tal caso, el Tribunal consideró que tales restricciones debían cumplir determinados requisitos: ser adecuado para garantizar la realización del objetivo de interés general perseguido y ser proporcionado respecto a dicho objetivo.

En su sentencia, el Tribunal de Justicia recordaba que la libre circulación de capitales y la libertad de establecimiento podían verse limitadas por motivos relacionados con la seguridad pública, siempre que no existieran disposiciones comunitarias de armonización dirigidas a garantizar la protección de esos intereses (lo cual sucede en materia de seguridad del suministro energético, según admitió el Tribunal). En este sentido, el Tribunal reconoció que el objetivo de garantizar la seguridad del abastecimiento de energía en el territorio del Estado miembro en cuestión, podía constituir una razón de seguridad pública y justificar, eventualmente, un obstáculo a ambas libertades. No obstante lo anterior, el Tribunal de Justicia precisó que la seguridad pública sólo podía invocarse en caso de que existiera una amenaza real y suficientemente grave que pueda afectar a un interés fundamental de la sociedad.

A este respecto, el Tribunal de Justicia declaró que la mera adquisición de participaciones en empresas que realicen determinadas actividades reguladas en el sector energético, o de los activos precisos para desarrollar dichas actividades, no podía, en principio, considerarse en sí misma como una amenaza real y suficientemente grave para la seguridad del suministro de energía. Por otra parte, el Tribunal estimó que el régimen de autorización previa establecido no permitía asegurar en todos los casos que la seguridad del suministro de energía quedara garantizada si surgía una amenaza real y suficientemente grave para este suministro después de que se hubiera concedido la autorización de la operación de que se trate. Además, según el Tribunal, un régimen de autorización previa debe basarse en criterios objetivos, no discriminatorios y conocidos de antemano por las

empresas interesadas, y cualquier persona afectada por una medida restrictiva de este tipo debe disponer de un medio de impugnación⁴¹².

Por tanto, según el Tribunal queda de manifiesto que, en este caso en concreto, las disposiciones que establecían las razones por las que la CNE estaba facultada para denegar o someter a determinadas condiciones una autorización de adquisición de una participación en una empresa que realice actividades reguladas en el sector energético o de los activos precisos para desarrollar dichas actividades estaban redactadas en términos generales e imprecisos. El Tribunal de Justicia consideró, por tanto, que el régimen de autorización previa establecido confería a la administración una facultad discrecional difícilmente controlable por los órganos jurisdiccionales que entrañaba un riesgo de discriminación.

Por consiguiente, el Tribunal de Justicia llegó a la conclusión de que España no había demostrado, por un lado, que el régimen de autorización previa establecido constituyera una medida adecuada para garantizar que se alcanzara el objetivo perseguido por el legislador español (es decir, la seguridad del suministro energético) y, por otro, que el objetivo perseguido no pudiera alcanzarse mediante medidas menos restrictivas, en particular mediante un sistema de declaraciones a posteriori⁴¹³.

Continuando con la jurisprudencia dictada por el TJL en asuntos relacionados con la seguridad de suministro, el 17 de julio de 2008, este tribunal se pronunció sobre la cuestión prejudicial planteada por el Rechtbank Groningen (órgano judicial remitente) de los Países Bajos sobre el asunto *Essent Netwerk Noord BV v. Aluminium Delfzijl BV*⁴¹⁴, sobre la compatibilidad con los artículos 25, 87.1 y 90 TCE, de una normativa nacional por la que se establece un suplemento sobre la tarifa eléctrica, adeudada por los consumidores establecidos en los Países Bajos al suministrador de la red durante un período transitorio.

⁴¹² Véase par. 23 y ss. de la sentencia.

⁴¹³ A este respecto, el Tribunal consideró que dicho régimen no limitaba la facultad de la CNE de denegar o someter a determinadas condiciones la adquisición de participaciones o de activos con la finalidad de garantizar el objetivo de la seguridad del suministro de energía. Por el contrario, dicho régimen concedía a la CNE la capacidad de tomar igualmente en consideración otros objetivos de la Política Energética, no necesariamente relacionados con la seguridad del suministro de energía. Finalmente, la Función 14 de la CNE recogida en Disposición Adicional Undécima, tercero, 1 de la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos fue modificada por la Ley de Economía Sostenible (D.A. Trigésimo Tercera) en el sentido de restringir las causas de denegación de la autorización a otorgar por la CNE a aquellos supuestos en los que “*exista una amenaza fundada y suficientemente grave para la seguridad pública*”.

⁴¹⁴ Asunto C-206/06.

Este suplemento era fruto de un acuerdo de cooperación suscrito entre el gestor de la red (SEP) y las empresas productoras de energía, que habían realizado algunas inversiones promovidas por los poderes públicos y motivadas por consideraciones de seguridad de aprovisionamiento y de suministro, así como de utilización sostenible de las fuentes de energía. El citado suplemento representaba un porcentaje del importe total adeudado por un consumidor por el transporte de la electricidad hasta su lugar de conexión, y por la prestación de los servicios suministrados por el sistema.

Así pues, según esta normativa nacional, se imponía la obligación al suministrador de abonar un importe a una sociedad de productores nacionales de electricidad designada por la ley, en compensación de determinadas cantidades derivadas de las obligaciones asumidas y de las inversiones realizadas por dicha sociedad, en el periodo previo a la liberalización del mercado energético holandés⁴¹⁵.

Por su parte, los artículos 25 y 90 del TCE, que establecían respectivamente la prohibición de derechos de aduana y de exacciones de efecto equivalente y la prohibición de tributos internos discriminatorios, perseguían, como funciones complementarias, el objetivo de prohibir cualquier régimen fiscal nacional que pudiera discriminar los productos procedentes o destinados a otros Estados miembros, impidiendo la libre circulación de los mismos en el interior de la Comunidad en condiciones normales de competencia.

A este respecto, el Tribunal de Justicia consideró que el artículo 25 TCE⁴¹⁶ se oponía a una medida legal por la que los compradores nacionales de electricidad estén obligados a pagar a su gestor de red un suplemento de la tarifa, calculado sobre las cantidades de electricidad producidas en el Estado miembro e importadas, que hayan sido transportadas para satisfacer las necesidades de estos compradores, cuando dicho gestor de la red debía, a su vez, entregar este suplemento a una sociedad designada a tal efecto por el legislador, y que era filial común de las cuatro empresas nacionales productoras de

⁴¹⁵ Los denominados por la CE como “costes hundidos” o “*stranded costs*”.

⁴¹⁶ Según estipulaba el tenor literal de este artículo “*Quedarán prohibidos entre los Estados miembros los derechos de aduana de importación y exportación o exacciones de efecto equivalente. Esta prohibición se aplicará también a los derechos de aduana de carácter fiscal.*”

electricidad (y con anterioridad gestora de los costes de toda la electricidad producida e importada), y cuando dicho suplemento debía destinarse íntegramente a pagar los “costes hundidos”, los cuales dicha sociedad estaba personalmente obligada a asumir en cumplimiento de sus obligaciones de servicio público.

Asimismo, el Tribunal estimó que el artículo 90 se oponía a la misma medida legal, en tanto que el producto del impuesto percibido sobre la electricidad transportada sólo estaba afectado parcialmente al pago de costes no conformes con el mercado, es decir, cuando la cantidad percibida por la sociedad designada únicamente compensara una parte del gravamen soportado por la electricidad nacional transportada.

Por otro lado, el artículo 87 del TCE tenía por objetivo, de modo más general, preservar la competencia entre empresas mediante la prohibición de toda ayuda otorgada por un Estado miembro que respondiera a los requisitos del artículo 87 CE. Así, según esta disposición, se consideraban incompatibles con el mercado común, en la medida en que afectaran a los intercambios comerciales entre Estados miembros, las ayudas otorgadas por los Estados o mediante fondos estatales, bajo cualquier forma, que falsearan o pudieran falsear la competencia, favoreciendo a determinadas empresas o producciones.

En cuanto a su aplicación al caso concreto, el Tribunal estimó que el artículo 87 debía interpretarse en el sentido de que las cantidades pagadas a la sociedad designada en aplicación de la legislación nacional en cuestión constituían una “ayuda de Estado”, en la medida en que representaban una ventaja económica, y no una compensación, como contrapartida por las prestaciones realizadas por la sociedad designada para ejecutar obligaciones de servicio público.

Por último, procede hacer referencia a la primera cuestión prejudicial planteada sobre la interpretación de la, ya derogada, Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el Mercado Interior de la Electricidad⁴¹⁷ y, en concreto, en lo que se refiere al libre acceso de terceros a las redes de transporte y distribución de electricidad.

⁴¹⁷ Como ya se ha mencionado esta norma comunitaria ha sido sustituida por la Directiva 2009/72 sobre el Mercado Interior de la Energía Eléctrica, que forma parte del *Tercer Paquete de Energía*.

Así, en el *asunto Citiworks AG*⁴¹⁸, la cuestión prejudicial se planteó en base a que, con arreglo al Derecho alemán, las redes de suministro de energía íntegramente situadas en las instalaciones de una empresa (denominadas “redes de explotación”) podían, en determinadas circunstancias, quedar exentas, entre otros, del principio de acceso de terceros a la red. Esta red se encontraba en el aeropuerto de Leipzig/Halle y era explotada por la empresa que gestionaba el aeropuerto para su propio suministro y el de noventa y tres empresas situadas en el aeropuerto.

El Tribunal de Justicia, tras analizar la compatibilidad de la normativa nacional con los preceptos del artículo 20 de la Directiva en el que se estipulaban las condiciones del ejercicio del derecho de libre acceso de terceros a la red, consideró que la exclusión de la aplicación de las disposiciones de la misma en materia de obligaciones de acceso de terceros a las “redes de explotación”, en el sentido previsto por la norma alemana, no podía estar justificada por el tenor, el contexto y la finalidad de la Directiva.

Así, en relación con la obligación de permitir el acceso de terceros, el Tribunal estimó que ésta resultaba pertinente *sólo en circunstancias excepcionales*, a saber, en relación con la definición de micro-redes y pequeñas redes aisladas, para las que los Estados miembros podían establecer exenciones, entre otras, de las obligaciones de acceso de terceros. Sin embargo, la posibilidad de eximir a las redes aisladas no se justificaba principalmente por su reducido tamaño, sino por el hecho de que dichas redes no estaban conectadas a una red mayor, o recibían cantidades de electricidad muy pequeñas de una red mayor, lo que daba lugar a que quedaran sujetas a limitaciones técnicas muy específicas, en especial en lo que respecta a la seguridad de suministro de electricidad a los usuarios finales. Por ello, entendió el Tribunal que el umbral con respecto a las micro-redes aisladas fue establecido con un fin muy específico, y no podía considerarse como un indicador global del tamaño de las redes que el legislador comunitario pretendió no regular.

Por otro lado, en opinión del Tribunal, el objetivo de conseguir condiciones de igualdad entre los Estados miembros en materia de apertura del mercado, exige una interpretación uniforme del ámbito de aplicación material de la Directiva. Esto implica que

⁴¹⁸ Asunto C-439/06.

las restricciones al principio general de acceso de terceros se interpreten restrictivamente, y se limiten a las previstas en la Directiva. Por tanto, se excluye la posibilidad de que una disposición como el artículo 13 de la Directiva, que establece que los Estados miembros designarán o pedirán a las empresas propietarias o responsables de las redes de distribución que designen uno o varios gestores de redes de distribución, pudiera conceder a los Estados miembros total libertad en la definición de una “red de distribución”.

Por tanto, concluyó el Tribunal afirmando que el artículo 20, apartado 1, de la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el Mercado Interior de la Electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE, debía interpretarse en el sentido de que se oponía a una legislación nacional que excluyera, como norma general, la aplicación de las disposiciones sobre acceso de terceros a las redes de distribución que se encuentren situadas en una zona de operación geográficamente vinculada, y que principalmente sirvan para abastecer las necesidades de energía de la propia empresa o de empresas vinculadas.

III.2.3.2. La evolución de la jurisprudencia comunitaria en el reconocimiento de poderes comunitarios en el ámbito externo de la seguridad energética.

Una vez analizada la evolución de la jurisprudencia comunitaria respecto al reparto competencial en el ámbito interno de la seguridad energética, es importante hacer mención de los pronunciamientos del Tribunal de Justicia, en cuanto a la atribución de competencias por parte de los Estados miembros a la Comunidad para actuar en la esfera internacional en aspectos relacionados con la seguridad energética.

Tradicionalmente, esta atribución de competencias venía establecida de manera explícita en los propios Tratados comunitarios, mediante la inclusión de la correspondiente disposición normativa que habilitaba a la Comunidad a negociar con terceros países sobre una determinada materia en nombre de los Estados miembros. No obstante, desde hace ya algunos años, el Tribunal de Justicia también ha querido ser innovador en este sentido y, ante la ausencia de una disposición normativa concreta, ha ido ampliando considerablemente el ámbito de las competencias externas de la Comunidad, mediante una interpretación amplia del artículo 308 del TCE sobre el que ha sustentado su “*teoría de los*

poderes implícitos”, o también llamado “*principio de paralelismo de competencias internas y externas*”⁴¹⁹.

Los orígenes de esta “*teoría de los poderes implícitos*” se remontan a 1971, cuando el Tribunal de Justicia se pronunció sobre el *asunto AETR*⁴²⁰. En este asunto, el Tribunal estableció que a la hora de analizar las competencias de la Comunidad para negociar y concluir tratados en un ámbito concreto (en el citado caso en relación con la política de transportes), debía tenerse en cuenta el Tratado y el Derecho comunitario en su conjunto, y no únicamente lo dispuesto en una disposición en concreto.

A raíz de esta sentencia, el Tribunal ha aplicado una regla general de interpretación en virtud de la cual las lagunas sobre materias específicas se llenan con las disposiciones de carácter más general en la materia. Este principio de interpretación sistemática de los tratados comunitarios ya se encontraba bien asentado por la jurisprudencia comunitaria (en asuntos tales como “*Groupement des industries sidérurgiques luxembourgeoises v Alta Autoridad*”⁴²¹), si bien la sentencia AETR viene a confirmar esta jurisprudencia anterior, además de introducir novedades relevantes en cuanto a la capacidad de la Comunidad en materia de relaciones exteriores y competencia de las instituciones comunitarias. Esta novedad reside en condicionar el reconocimiento de tales poderes implícitos externos al

⁴¹⁹ El mencionado artículo 308 dispone que “*cuando una acción de la Comunidad resulte necesaria para lograr, en el funcionamiento del mercado común, uno de los objetivos de la Comunidad, sin que el presente Tratado haya previsto los poderes de acción necesarios al respecto, el Consejo, por unanimidad, a propuesta de la Comisión y previa consulta al Parlamento Europeo, adoptará las disposiciones pertinentes.*”

⁴²⁰ La cuestión de la competencia de la Comunidad para actuar en el ámbito extra-comunitario cuando no exista una disposición expresa en el Tratado que determine el reparto competencial entre la Comunidad y los Estados miembros en la materia de que se trate, es analizada por primera vez por el Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas en el asunto AETR (22/70) de 31 de marzo de 1971, en los siguientes términos:

“15... con el fin de establecer, en un caso determinado, la competencia de la Comunidad [Europea] para concluir acuerdos internacionales, conviene tomar en consideración el sistema del Tratado, así como sus disposiciones materiales;

16... dicha competencia resulta no sólo de una atribución explícita del Tratado... sino que puede desprenderse igualmente de otras disposiciones del Tratado y de los actos adoptados, en el marco de estas disposiciones, por las instituciones de la Comunidad;

17... en particular, cada vez que la Comunidad, con el fin de aplicar una política común prevista por el Tratado, adopta disposiciones que establecen reglas comunes, en la forma que sea, los Estados miembros ya no tienen la facultad, ya actúen individual o colectivamente, de contraer con Estados terceros obligaciones que afecten a dichas reglas;

19... en consecuencia, en la aplicación de las disposiciones del Tratado, no se puede separar el régimen de las medidas internas de la Comunidad del de las relaciones exteriores”.

⁴²¹ Sentencias de 23 de abril de 1956, “*Groupement des Industries Sidérurgiques Luxembourgeoises/Alta Autoridad*”, asuntos acumulados 7/54 y 9/54, Rec. p. 53.

hecho de que la Comunidad ostentase previamente competencias para adoptar normas comunitarias internas sobre esa materia y que, además, hubiese ejercido dicha potestad.

Una vez reconocidas las competencias comunitarias implícitas en un determinado ámbito, cabría preguntarse sobre cuáles son los límites impuestos a los Estados miembros para negociar con terceros países sobre dicho ámbito. En este sentido, es interesante traer a colación el *Dictamen 2/91 del TJUE, de 19 de marzo de 1993*, en el que se consulta a este Tribunal sobre la cuestión de la delimitación de competencias comunitarias y nacionales para firmar un Tratado de la Organización Internacional del Trabajo sobre la seguridad en la utilización de productos químicos en el trabajo⁴²².

El TJUE considera en su dictamen que, en aquellos supuestos en los que los requisitos de participación en un Convenio Internacional excluyan la posibilidad de participación de la Comunidad por sí sola, pero cuya materia corresponda a una competencia externa comunitaria, tal competencia podría ser ejercida a través de los Estados miembros, quienes actuarían solidariamente en interés de la Comunidad.

En este asunto en concreto, el Tribunal dictaminó que el acuerdo debía ser mixto, ya que la competencia sobre seguridad en la utilización de productos químicos era una materia compartida entre la Comunidad y los Estados miembros. Por tanto, en estos supuestos de materias compartidas el Tribunal estimó que la exigencia de unidad en la representación internacional de la Comunidad, obligaba a garantizar una estrecha cooperación entre los Estados miembros y la Comunidad tanto en el proceso de negociación y celebración como en el de ejecución de los compromisos asumidos.

A mayor abundamiento sobre esta cuestión de la delimitación de competencias comunitarias y nacionales en el ámbito externo, el Tribunal reconoció en el *Dictamen 2/92 de la OCDE*⁴²³ que existe una competencia exclusiva de la Comunidad para celebrar un acuerdo internacional (aún cuando no existan disposiciones comunitarias en el ámbito interno de que se trate) siempre que la celebración de dicho acuerdo sea “necesario” para

⁴²² Avis de la Cour du 19 Mars 1993, “*Convention n. 170 de l'Organisation internationale du Travail concernant la sécurité dans l'utilisation des produits chimiques au travail*”. Avis 2/91. Recueil 1993 p.I-01061.

⁴²³ Dictamen 2/92 (OCDE), de 24 de marzo de 1995 (Rec. p. I-521).

realizar los objetivos del Tratado en el referido ámbito, y no sea posible alcanzar dichos objetivos mediante la mera adopción de normas comunes de carácter autónomo.

Esta “*doctrina de la necesidad*” fue definida en un sentido amplio por el Tribunal de Justicia en su *Dictamen 1/94, de 15 de noviembre de 1994*, sobre el reparto de competencias entre la Comunidad y los Estados miembros para celebrar un determinado acuerdo en el ámbito de la OMC⁴²⁴. En este asunto, la Comisión Europea defiende la tesis de la competencia exclusiva de la Comunidad para negociar acuerdos en el ámbito de la OMC sobre la base de la “*necesidad*” de *concluir el acuerdo para realizar el objetivo de la Comunidad*⁴²⁵. A este respecto, el Tribunal consideró que “*la realización de la libertad de establecimiento y de la libre prestación de servicios en favor de los nacionales de los Estados miembros no está indisolublemente ligada al trato que se dispense en la Comunidad a los nacionales de países terceros o a los nacionales de Estados miembros de la Comunidad en países terceros*”⁴²⁶. Esto es, en el citado asunto el Tribunal estimó que el cumplimiento de los objetivos del Tratado con respecto a los ciudadanos comunitarios (medidas comunitarias internas) no se encontraba intrínsecamente vinculado al trato que se dispense a ciudadanos extranjeros en territorio comunitario o a ciudadanos comunitarios fuera del territorio comunitario (medidas comunitarias externas). Y, por tanto, no podía condicionarse la “*necesidad*” de cumplir con determinados objetivos del Tratado, como es la libertad de establecimiento y la libre prestación de servicios, con el hecho de reconocer una competencia exclusiva de la Comunidad para negociar con terceros países sobre dicho ámbito.

Por otro lado, respecto al reconocimiento de competencia exclusiva a la Comunidad para negociar acuerdos de la OMC, el Tribunal consideró que, por un lado, “*la competencia externa de la Comunidad sólo se convierte en exclusiva en la medida en que se hayan establecido normas comunes en la esfera interna*” y, por otro, que “*es*

⁴²⁴ Dictamen del Tribunal de Justicia de 15 de noviembre de 1994 (Dictamen 1/94). Recopilación de jurisprudencia 1994, página I-05267.

⁴²⁵ Según expone literalmente la CE en el párrafo 82 de su dictamen, “*desde el momento en que el Derecho comunitario ha conferido a las Instituciones competencias internas destinadas a alcanzar un objetivo determinado, la competencia internacional de la Comunidad se deriva de manera implícita de dichas disposiciones. Bastaría que la participación de la Comunidad en el acuerdo internacional fuera necesaria para alcanzar uno de los objetivos de la Comunidad*”.

⁴²⁶ Ibid, par. 86.

indiscutible que, cuando se ha ejercitado la competencia de armonización, las medidas de armonización adoptadas pueden limitar la libertad de los Estados miembros de negociar con países terceros o incluso privarles de ella. Pero queda descartado que una competencia de armonización en el plano interno, de la que no se haya hecho uso en un ámbito determinado, pueda llegar a constituir, en favor de la Comunidad, un título de competencia exclusiva en el plano externo dentro de este ámbito.”

Respecto a esta “*doctrina de la necesidad*” es importante analizar, por último, el pronunciamiento del Tribunal en el asunto “*Cielos Abiertos*” (2002)⁴²⁷. En esta sentencia, el Tribunal condenó a los Estados miembros por invadir competencias exclusivas de la Comunidad en la firma de acuerdos sobre transporte aéreo con terceros países. En relación con este ámbito del tráfico aéreo, el Tratado prevía una facultad de actuación de la Comunidad que supeditaba, no obstante, a una decisión previa del Consejo. Por tanto, el Tratado no reconocía una competencia comunitaria exclusiva expresa, en materia de transporte aéreo, que permitiese a las instituciones comunitarias celebrar acuerdos internacionales que puedan vincular a la Comunidad.

No obstante, en esta sentencia, el Tribunal de Justicia recordaba que la competencia de la Comunidad para celebrar acuerdos internacionales podía derivarse, de manera implícita, de las disposiciones del Tratado. Ello es así cuando el reconocimiento de una competencia externa de la Comunidad es “*necesario*” para que ésta pueda ejercitar adecuadamente su competencia interna (que todavía no se ha ejercitado). Y, lo que resulta más novedoso en esta sentencia, es la afirmación del Tribunal en la que se estipula que cada vez que la Comunidad establece normas comunes, los Estados miembros ya no tienen la facultad de contraer obligaciones con países terceros si tales obligaciones afectan a dichas normas y, por tanto, sólo la Comunidad podría asumir los compromisos contraídos. En este asunto en concreto, esto ocurriría cuando las obligaciones internacionales se encuentren comprendidas dentro del ámbito de aplicación de dichas normas comunes o, al menos, dentro de un ámbito ya cubierto en gran medida por tales normas o cuando la Comunidad haya incluido en sus actos legislativos internos cláusulas relativas a los nacionales.

⁴²⁷ Sentencia del Tribunal de Justicia de 5 de noviembre de 2002. - Comisión de las Comunidades Europeas contra Reino de Dinamarca (asunto 476/98). En este sentido, véanse también las sentencias del Tribunal de Primera Instancia: “*Comisión /Reino Unido, Dinamarca, Suecia, Finlandia, Bélgica, Luxemburgo, Austria, Alemania*”, asuntos C-466/98, C-467/98, C-468/98, C-469/98, C-471/98, C-472/98, C-475/98 y C-476/98.

Esta “*doctrina de la necesidad*” se ha visto complementada con la denominada “*doctrina de los efectos*”, manifestada por el Tribunal de Justicia en su Dictamen 1/03, de 7 de febrero de 2006, en el que se reconoce la competencia exclusiva de la Comunidad para celebrar el nuevo Acuerdo de Lugano⁴²⁸. En este pronunciamiento, el Tribunal va más allá en su teoría jurisprudencial del reconocimiento implícito de competencias comunitarias en el ámbito externo, y establece que se debe reconocer la competencia exclusiva de la Comunidad para suscribir un acuerdo internacional en un ámbito determinado cuando la firma de dicho acuerdo pueda poner en peligro la aplicación uniforme de las normas comunitarias en dicho ámbito⁴²⁹.

En esta sentencia el Tribunal recuerda, en primer lugar, el principio según el cual, cuando se han adoptado normas comunes, los Estados miembros ya no tienen la facultad de contraer con Estados terceros obligaciones que afecten a dichas normas. Además, precisa que para efectuar un análisis global y concreto que determine si la Comunidad dispone de competencia para celebrar un acuerdo internacional, y si esta competencia es exclusiva, “*no es necesario que exista una concordancia completa entre el ámbito abarcado por el acuerdo internacional y el de la normativa comunitaria. Cuando procede determinar si se cumple el criterio enunciado por la fórmula «un ámbito ya cubierto en gran medida por normas comunitarias» (dictamen 2/91 antes citado, apartados 25 y 26), el análisis debe basarse no sólo en el alcance de las normas de que se trata, sino también en su naturaleza y su contenido. Además, es preciso tener en cuenta no sólo el estado actual del Derecho comunitario en el ámbito afectado, sino también sus perspectivas de evolución, cuando éstas sean previsibles en el momento de dicho análisis (véase, en este sentido, el apartado 25 del mismo dictamen 2/91)*”⁴³⁰.

En este caso en concreto, el Tribunal consideró que del análisis de las disposiciones del nuevo Convenio de Lugano, relativas a las reglas de competencia, se desprendía que dichas disposiciones afectaban efectivamente a la aplicación uniforme y coherente del

⁴²⁸ Dictamen 1/03 del Tribunal de Justicia, de 7 de febrero de 2006, “*Competencia de la Comunidad para celebrar el nuevo Convenio de Lugano relativo a la competencia judicial, al reconocimiento y a la ejecución de resoluciones judiciales en materia civil y mercantil*”.

⁴²⁹ Ibid par. 124.

⁴³⁰ Ibid par. 126.

Reglamento comunitario en materia de reconocimiento y ejecución de resoluciones judiciales, así como al buen funcionamiento del sistema que éste establece.

Y, por último, concluía que, debido al sistema global y coherente que establece dicho Reglamento comunitario, un acuerdo como el nuevo Convenio de Lugano (con independencia de que contenga disposiciones relativas a la competencia de los órganos jurisdiccionales o bien al reconocimiento y a la ejecución de las resoluciones judiciales) podría afectar a dicho sistema, en tanto que este Convenio establece el principio según el cual las resoluciones dictadas en un Estado contratante serán reconocidas en los demás Estados contratantes, sin que sea necesario recurrir a procedimiento alguno. En este sentido, el Tribunal consideró que este principio afecta a las normas comunitarias, dado que amplía el ámbito de aplicación del reconocimiento de resoluciones judiciales sin procedimiento. De este modo, se aumenta el número de casos en los cuales se podrían reconocer resoluciones dictadas por órganos jurisdiccionales de Estados que no fuesen miembros de la Comunidad, cuya competencia no se deriva de la aplicación del Reglamento.

De los anteriores elementos, el Tribunal deduce que el nuevo Convenio de Lugano afectaría a la aplicación uniforme y coherente de las normas comunitarias, en relación tanto con la competencia judicial como con el reconocimiento y la ejecución de las resoluciones y al buen funcionamiento del sistema global establecido por dichas normas. Por consiguiente, el Tribunal de Justicia estima que la Comunidad Europea tiene competencia exclusiva para celebrar el nuevo Convenio de Lugano.

Toda esta doctrina jurisprudencial en general, y el reconocimiento implícito de los poderes comunitarios externos en particular, han tenido una gran relevancia en el ámbito energético, dada la tradicional ausencia de base legal en los Tratados comunitarios que reconozca explícitamente la capacidad de la Comunidad para negociar con terceros países sobre aspectos relativos a la energía.

En primer lugar, parece que a la luz de esta línea jurisprudencial podría deducirse que, con base en el mencionado *“principio de necesidad”*, una actuación externa de la Comunidad podría justificarse en aras a velar por el mantenimiento de la seguridad del suministro energético comunitario. A raíz de la creación del concepto de Mercado Interior

de la Energía, la cuestión de la seguridad energética ha dejado de ser percibida paulatinamente como un asunto meramente de índole nacional, para pasar a ser una preocupación general que afecta a la Unión Europea en su conjunto. Y, aunque a la hora de valorar los parámetros que afectan a la seguridad energética de cada Estado deberán tenerse en cuenta sus circunstancias estructurales, esto no aminorará la necesidad de dar una respuesta conjunta y unitaria por parte de los Estados miembros cuando surge alguna cuestión que pone en peligro la seguridad de suministro en Europa.

En segundo lugar, conforme determina el Tribunal en sus pronunciamientos, en aquellas materias comunitarias de competencias compartidas, se aplicaría el principio de que a mayor abundancia de medidas comunitarias sobre un ámbito interno determinado, mayores limitaciones tendrán los Estados para adoptar medidas nacionales en ese ámbito. Por tanto, se podría entender que la prolija emisión de normas comunitarias de Derecho derivado sobre el Mercado Interior de la Energía llevada a cabo en los últimos años por las instituciones comunitarias, ha mermado la posibilidad fáctica de los Estados para legislar en materia de seguridad energética, en tanto que tales medidas se pueden considerar innecesarias al regular aspectos ya contemplados por el Derecho Comunitario.

Y, por último, a tenor de los pronunciamientos jurisprudenciales referentes a la *“doctrina de los efectos”*, podría entenderse que esta expansión gradual de competencias comunitarias en el ámbito externo de la energía podría derivar en el reconocimiento de una competencia exclusiva por parte de la Comunidad para legislar con terceros países en esta materia (siempre que la Comunidad hubiera ejercido previamente tales poderes en el ámbito interno), en tanto que el reconocimiento de competencias nacionales de los Estados miembros para firmar acuerdos con terceros países sobre seguridad energética podría *poner en peligro la aplicación uniforme de las normas comunitarias en dicho ámbito*⁴³¹.

No obstante lo anterior, debe admitirse que, si bien todos estos planteamientos podrían constituir un importante avance hacia la creación de una Política Energética Exterior de la UE, a día de hoy no existe una base legal en los Tratados (o indicios en el Derecho comunitario derivado o pronunciamientos jurisprudenciales) que confirmen, expresa o implícitamente, todas estas conjeturas sobre el reconocimiento de competencias

⁴³¹ Dictamen del TJUE 1/03, de 7 de febrero de 2006.

externas comunitarias en el ámbito energético. Únicamente, en caso de que se alcanzase la coyuntura óptima de que la normativa comunitaria lograra garantizar plenamente todos los aspectos (técnicos, jurídicos y económicos) que afectan a la seguridad energética interna y externa de los Estados miembros, se podría considerar que nos encontramos en un punto de partida para reconocer una competencia exclusiva de la Comunidad en este ámbito en concreto. Pero, a día de hoy, parece que la posición más razonable partiría de la base de promover la cooperación entre los Estados miembros y la Comunidad para ejercer las competencias en materia de seguridad energética (tanto en el ámbito interno como en el externo) de forma coordinada. Esta actitud conciliadora lograría mitigar la lucha encarnizada por la atribución de competencias en esta materia que acontece en la actualidad, y que tantos problemas ocasiona en el seno de las instituciones comunitarias a la hora de adoptar decisiones sobre estos asuntos.

CAPITULO IV

Construyendo un nuevo orden energético mundial. La necesidad de articular una Política Energética Exterior común.

Como se viene constatando en la presente tesis, la geopolítica de la energía es, de nuevo, el motor que mueve las relaciones internacionales. Las luchas que en el siglo XIX se libraban por otras materias primas, lo hacen ahora por el petróleo y los gasoductos, creando aliados y enemigos difíciles de predecir.

Así, el nuevo escenario internacional se prevé cambiante, condicionado por las nuevas tecnologías, la evolución de la demanda energética y los conflictos políticos. Y esta incertidumbre será aún mayor en las próximas décadas, tanto para los países que exportan petróleo y gas natural como para aquellos que importan esos recursos, entre los que se encuentran los países europeos⁴³².

En el primer decenio del siglo XXI, Europa se ha enfrentado a varias crisis importantes - en el ámbito de la energía, el medio ambiente y, sobre todo, la economía - que han alterado la agenda política de los Estados miembros y que han puesto de manifiesto la necesidad de poner en marcha nuevas estrategias. Estos retos también representan una oportunidad para apostar por nuevas fuentes sostenibles de energía alternativa y asequible, que constituyan la clave de una nueva revolución industrial y que contribuyan a la superación de la crisis económica en Europa.

⁴³² A este respecto, nos remitimos a las declaraciones realizadas por el Primer Ministro ruso, Vladimir Putin, a primeros de octubre de 2011, acusando a la UE de utilizar el proceso de implementación del Tercer Paquete como arma política para bajar los precios de aprovisionamiento del gas natural. Y, en los mismos términos, el Ministro ruso de Energía Anatoly Yanovsky anunciaba su intención de diversificar sus suministros de gas a países asiáticos, como China, al considerar que las nuevas disposiciones energéticas comunitarias vulneran las obligaciones internacionales contraídas entre Rusia y la CE y los acuerdos suscritos en materia de seguridad de las inversiones entre Rusia y muchos Estados miembros. Para más información, véase: <http://www.naturalgaseurope.com/russian-government-ministers-criticise-third-energy-package-3098>

No obstante, y pese a la caída de los precios del petróleo y el gas como consecuencia de la crisis financiera mundial, el lento progreso hacia el cambio a combustibles más sostenibles, el declive de la producción de los yacimientos mundiales de petróleo y gas, y el incesante crecimiento de la demanda pueden inducir a pensar que, una vez que finalice la crisis internacional, volverán a producirse las tensiones en los mercados de combustibles fósiles y el aumento de la dependencia de las importaciones para los países consumidores de gas y petróleo.

Las actuales políticas comunitarias dirigidas a liberalizar el suministro de energía, a mejorar las interconexiones energéticas y a proteger el medioambiente, han tenido éxito y continúan desempeñando un papel importante. Pero los constantes incidentes diplomáticos del gobierno de Moscú con sus países vecinos, y el consecuente riesgo para la seguridad energética de los países de la Unión, ponen en evidencia la necesidad de dar un nuevo enfoque más audaz a la Política Energética comunitaria actual, apostando por objetivos más ambiciosos y por una integración más profunda.

La carencia de una estrategia común anula la posibilidad de que la Unión Europea lleve a cabo una actuación conjunta, integrada y de largo plazo que tenga en cuenta las posiciones relativas de los demás grandes importadores y de los principales exportadores.

La Unión Europea debe, por tanto, esforzarse por presentar una interfaz única en sus relaciones con sus socios externos, tanto los productores como los países de tránsito, y ser capaz de poner en común sus capacidades de suministro y de efectuar compras de energía coordinadas, cuando fuere necesario. Y, en el largo plazo, debe de disponer de reservas estratégicas comunes, gestionadas con perspectiva continental y espíritu solidario, para hacer frente a crisis potenciales de suministro⁴³³.

⁴³³ En el documento de Conclusiones de la Presidencia del Consejo Europeo de Bruselas de junio de 2006 (10633/1/06 REV 1, p. 10 se ponía de relieve la necesidad de articular una Política Energética Exterior común en el seno de la UE *“dado que existe una permanente necesidad de que la UE haga frente a la competencia mundial por acceder a fuentes de energía cada vez más escasas”*. Por tanto, *“el Consejo Europeo invita a la Presidencia, junto con la Comisión y el Alto Representante, a que hagan avanzar de manera coherente y coordinada, recurriendo a todos los instrumentos disponibles, incluyendo la PESC y la PESD, los trabajos sobre el desarrollo y la ejecución de una política energética exterior”*.

La aprobación del Tratado de Lisboa ha representado un primer e importante paso en esa dirección en un doble sentido. Por un lado, porque la inclusión de un título sobre Política Energética permite disponer de una base legal específica que defina de un modo más preciso los objetivos de la acción comunitaria en el sector energético. Y, por otro, cabe esperar que la creación de la figura del Alto Representante de la Unión para Asuntos Exteriores y Política de Seguridad dote de mayor coherencia a las relaciones de la Unión con otros países y organismos internacionales⁴³⁴.

No obstante, a la hora de plantearse cómo se podría articular una Política Exterior común en un sector tan complejo como el de la energía, en el que los Estados miembros siguen siendo soberanos, surgen muchas preguntas: ¿Cuál sería el alcance y la cobertura de esa Política Energética? ¿Qué instrumentos legales e institucionales habrían de utilizarse? ¿Sería posible implementar una Política Energética Exterior comunitaria de carácter formal, en lugar de una mera posición común? ¿Permite la actual Política Exterior y de Seguridad Común de la Unión la creación de una Política Energética Exterior común?

Para tratar de arrojar luz sobre estas y otras cuestiones pasemos a analizar el actual escenario en el que se desarrollan las relaciones energéticas de la UE con los países productores, de tránsito y consumidores, y cómo encajaría la dimensión externa de una Política Energética común en el ámbito de la Política Exterior y de Seguridad Común de la Unión.

IV.1. La integración de la Política Energética Exterior Comunitaria en el contexto de las políticas comunitarias de la Unión Europea: su interacción con la Política Exterior y de Seguridad Común (PESC) y la Política Europea de Vecindad (PEV).

El deseo de crear una Política Exterior única y coherente ha estado presente desde el comienzo del proceso de integración comunitaria y, a pesar de los lentos progresos

⁴³⁴ Desde el 1 de diciembre de 2009, y por un periodo de cinco años, la británica Catherine Ashton ostenta este cargo. Su papel como máximo responsable de la diplomacia comunitaria le permite coordinar la acción exterior de la Unión en el seno de la Comisión Europea (como uno de sus Vicepresidentes) y encargarse de las relaciones internacionales de la Unión y, como mandatario del Consejo, dirigirá y ejecutará la Política Exterior y de Seguridad Común de la Unión (incluyendo la Política Común de Seguridad y Defensa), y dirigirá el Servicio Europeo de Acción Exterior (SEAE).

conseguidos en esta materia, los Estados miembros han logrado importantes avances en pro de una mayor colaboración y solidaridad en el ámbito de la Política Exterior y de Seguridad. Tras la caída del *telón de acero*, el Tratado de Maastricht consagró la Política Exterior y de Seguridad Común (PESC) como el segundo pilar de la Unión, con el fin de permitir a los Estados miembros emprender acciones comunes en materia de Política Exterior. No obstante, el nivel de coordinación de los Estados miembros en este ámbito ha sido relativamente bajo si se compara con otras políticas como la económica o la social.

Por otro lado, las cuestiones que afectan a la seguridad energética en el ámbito exterior de la Unión siempre han quedado al margen del ámbito de la PESC, en tanto que la energía ha sido concebida tradicionalmente por el Derecho comunitario como una cuestión de carácter intracomunitaria perteneciente al primer pilar de la Unión⁴³⁵.

No obstante, debemos tener presente que, tradicionalmente, los avances en materia de la PESC se han producido como consecuencia de crisis internacionales que han puesto de manifiesto las carencias existentes en ámbitos concretos⁴³⁶. Y, en los últimos años, la creciente dependencia del suministro energético de regiones muy inestables desde el punto de vista político, y los esfuerzos realizados exclusivamente a nivel nacional por asegurar el suministro, han demostrado ser insuficientes y no garantizan los intereses a largo plazo de todos los Estados miembros.

La aprobación del Tratado de Lisboa en diciembre de 2009, y su “teórica” eliminación de pilares, sí que debería contribuir a hacer más fluidos los canales e incrementar la coherencia en la acción exterior de la Unión. Una de las principales críticas que ha recibido la Unión hasta el día de hoy, ha sido su incapacidad de llevar a cabo una

⁴³⁵ No obstante lo expuesto debemos tener presente que a raíz de la publicación del documento “*A secure Europe in a better world*”, propuesto por Javier Solana el 12 de septiembre de 2003, y adoptado por los Jefes de Estado y de gobierno el 12 de diciembre de 2003, la energía empieza a considerarse como un elemento a tener en cuenta en la Estrategia de Seguridad de la UE. Posteriormente, durante la Presidencia finlandesa del segundo semestre de 2006, la seguridad energética fue considerada como una de las prioridades en el contexto de la Política Energética comunitaria. Y, aunque formalmente, la seguridad energética no ha sido incorporada en el “núcleo duro” de la PESC, el informe sobre la aplicación de la Estrategia Europea de Seguridad titulado “*Ofrecer seguridad en un mundo en evolución*”, y publicado el 11 de diciembre de 2008, reconoce que “*nuestra respuesta deberá consistir en una política energética de la UE que combine las dimensiones exterior e interior.*”

⁴³⁶ En este sentido véase: A. Van Staden y B. Kreemers “*Hacia una Política de Defensa y Seguridad Europea*”, Revista de Política Exterior, Julio-Agosto 2000 p. 76 y “*A strategy for EU foreign policy*”, Institute for Security Studies, report n° 7, June 2010.

coordinación de los instrumentos del primer y segundo pilar⁴³⁷. Ante el fracaso del artículo 3 del antiguo TUE, el Tratado de Lisboa ha vuelto a poner el acento en la necesidad de intensificar los trabajos para mejorar la coherencia, que no debe darse únicamente en aquellas políticas con competencias en política exterior, sino también entre éstas y el resto de las políticas de la Unión⁴³⁸.

En este sentido, la nueva figura del Alto Representante de la Unión para Asuntos Exteriores y Política de Seguridad (que, a su vez, es Vicepresidente de la Comisión y Comisario de Relaciones Exteriores) tendrá un papel clave en la búsqueda de estrategias que permitan mejorar el uso coordinado de los instrumentos en manos de la Comisión y del Consejo, y superar las principales carencias atribuidas a la Unión en el ámbito exterior como la multi-representatividad, la falta de liderazgo y la falta de coherencia entre la Comisión y el Consejo. Además, la creación de esta figura también debe servir para simplificar el complejo organigrama y los solapamientos institucionales que han existido en la Política Exterior de la UE desde la creación de la figura del Alto Representante para la PESC con el Comisario de Relaciones Exteriores.

Otra importante cuestión a tener en cuenta es la introducción de un mecanismo de flexibilidad en la toma de decisiones en materia de Política Exterior. A pesar de que la norma general exige la unanimidad del Consejo para la toma de decisiones en materia de Política Exterior y de Seguridad Común, el artículo 27 TUE (artículo incluido en Niza para la PESC) incorporó otro tipo de flexibilidad, la *“cooperación reforzada”*, para la aplicación de cualquier acción o posición común, *“con la excepción de aquellas cuestiones con repercusiones militares o en el ámbito de la defensa”*⁴³⁹.

⁴³⁷ A este respecto cabría recordar, por ejemplo, la incapacidad del Consejo de ponerse de acuerdo para la suspensión del Acuerdo de Asociación de la UE con Israel, a pesar de la petición del Parlamento Europeo en el año 2002, o el hecho de que en el periodo 2000-2006 no se suspendiera, en ninguna ocasión, la ayuda comunitaria a Rusia en el marco del programa TACIS, a pesar de los importantes conflictos surgidos con Chechenia.

⁴³⁸ La creación del Servicio Europeo de Acción Exterior (SEAE) acordada por el Consejo de Ministros de Asuntos Exteriores de 26 de abril de 2010 constituye uno de los principales avances que realiza el Tratado de Lisboa en materia de Política Exterior comunitaria. Este servicio está constituido por funcionarios de los servicios de relaciones exteriores del Consejo y de la CE, así como por personal de los servicios diplomáticos de los Estados miembros, y actúa como un órgano autónomo de la UE que sirve de apoyo a las funciones atribuidas al Alto Representante para Asuntos Exteriores y Política de Seguridad y que garantiza una mayor coherencia y eficiencia de la acción exterior de la UE.

⁴³⁹ El Tratado de Lisboa también recoge la posibilidad de recurrir a este mecanismo con excepción de los ámbitos de competencia exclusiva y de la Política Exterior y de Seguridad Común (PESC).

El nuevo Tratado de la Unión Europea mantiene la cooperación reforzada en el artículo 20, y en los artículos 326 a 334 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea⁴⁴⁰. El artículo 20 del nuevo TUE, relativo a las disposiciones sobre las cooperaciones reforzadas, establece que éstas sólo podrán implementarse para impulsar los objetivos de la Unión y de la Comunidad, proteger y servir sus intereses y reforzar el proceso de integración. Por su parte, el artículo 326 establece que las cooperaciones reforzadas no perjudicarán al Mercado Interior ni a la cohesión económica, social y territorial; además, no constituirán un obstáculo ni una discriminación para los intercambios entre Estados miembros, ni provocarán distorsiones de competencia entre ellos. Por otro lado, según el artículo 329, la autorización para iniciar la cooperación reforzada en el marco de la Política Exterior y de Seguridad se tomará mediante una decisión europea que el Consejo adoptará por unanimidad, a requerimiento de los países miembros interesados, y después de recibir las opiniones del Alto Representante y de la Comisión sobre la coherencia con las otras políticas de la Unión. Para ello, será necesario que la decisión europea sea adoptada por, al menos, un tercio de los Estados miembros fomentando, eso sí, la participación del mayor número de Estados. Sin embargo, su activación ya no dependerá de la previa adopción de una posición o una acción común.

Algunos autores han visto en esta “cooperación reforzada” la fórmula para poder construir una Política Energética Exterior comunitaria que permita a los Estados miembros expresarse con más claridad ante sus socios internacionales sobre cuestiones energéticas⁴⁴¹. No obstante, este procedimiento cuenta con importantes limitaciones. La primera y principal es que dicha cooperación sólo puede construirse en torno a iniciativas o proyectos concretos, y no respecto a grandes políticas, con lo que únicamente podría constituir un primer paso para que determinados Estados miembros puedan estrechar su colaboración en cuestiones energéticas concretas (como la negociación y armonización de las cláusulas de

⁴⁴⁰ Versión consolidada del Tratado de la Unión Europea y del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (DO C 83, 30.3.2010).

⁴⁴¹ En este sentido, también se ha pronunciado el Parlamento Europeo en su Resolución de 17 de septiembre de 2009 sobre los aspectos exteriores de la seguridad energética, en el que se afirma que “*una política exterior de seguridad común europea en el ámbito de la energía, basada en la solidaridad, la diversificación, la unidad en la defensa de intereses comunes, la cooperación reforzada con los principales países productores, de tránsito y consumidores de energía y la promoción de la sostenibilidad, generaría sinergias que garantizarían la seguridad del suministro a la Unión Europea y reforzarían la pujanza, la capacidad de actuación en asuntos de política exterior y la credibilidad de la UE como actor a nivel mundial (...)*”.

los contratos de aprovisionamiento de gas y petróleo) sin tener que alcanzar la unanimidad de todos los Estados miembros⁴⁴².

Pero no podemos hablar de las relaciones exteriores de la UE sin hacer especial mención a la Política Europea de Vecindad (PEV), gestada en 2002 como respuesta a la presión sobre la Unión Europea para definir un marco de relaciones estables con sus vecinos del Este y del Sur, tras la ampliación a veinticinco Estados miembros y con el fin de concretar sus límites geográficos futuros⁴⁴³. Así, la UE extendió la mano a sus dieciseis países vecinos y territorios en Europa del Este, el Cáucaso y alrededor del Mediterráneo (Argelia, Armenia, Azerbaiyán, Bielorrusia, Egipto, Georgia, Israel, Jordania, Líbano, Libia, Moldavia, Marruecos, la Autoridad Palestina, Siria, Túnez y Ucrania⁴⁴⁴), con el fin

⁴⁴² Una de las principales iniciativas propuestas en este sentido fue la presentada el 5 de mayo de 2010 ante el Parlamento Europeo por su presidente Jerzy Buzek y el ex-presidente de la Comisión Europea Jacques Delors. Basado en un informe realizado por Notre Europe, un grupo de reflexión presidido por Delors, ambos políticos proponían la creación de una *Comunidad Europea de la Energía* que permitiera establecer una Política Energética común fuerte y eficaz con un grupo inicial de Estados miembros que puedan ir avanzando en este proyecto. Esta iniciativa ha sido finalmente respaldada por el Comité Económico y Social de la UE que, en su dictamen emitido el 18 de enero de 2012, aboga por la creación de una Comunidad Europea de la Energía que contribuya a la creación del Mercado Interior de la Energía y que refuerce la posición de la UE frente a sus socios proveedores externos. A este respecto, véase el Dictamen del Comité Económico y Social Europeo sobre el tema “*Participación de la sociedad civil en el establecimiento de una futura Comunidad Europea de la Energía*” (ref. TEN/459), disponible en: <http://www.eesc.europa.eu/?i=portal.en.ten-opinions.20758>

⁴⁴³ El nuevo modelo de relaciones con la periferia europea diseñado por la Comisión Europea se concretó el 11 de marzo de 2003 con la publicación de su Comunicación “*La Europa ampliada – Vecindad: un nuevo marco de relaciones con nuestros vecinos del Este y del Sur*”. Este documento partía de una constatación incuestionable, pero de la que no se sacaron todas las consecuencias pertinentes: “*durante la próxima década y más allá, la capacidad de la Unión para proporcionar seguridad, estabilidad y desarrollo sostenible a sus ciudadanos ya no podrá distinguirse de su interés en una estrecha cooperación con sus vecinos [...] la interdependencia –política y económica– con los vecinos de la Unión es ya una realidad*”. Los Jefes de Estado y de Gobierno apoyaron el documento estratégico en junio de 2004. Asimismo, en diciembre de 2006, la Comisión presentó sus ideas sobre la Consolidación de la Política Europea de Vecindad, proponiendo una PEV reforzada (PEV+). El documento llegaba a la conclusión de que, en lo referente a las relaciones de vecindad, la UE debía emprender nuevas iniciativas en asuntos económicos y comerciales, como la facilitación de visados, la gestión de la migración, el establecimiento de contactos de persona a persona, la cooperación política y regional y mayor apoyo económico. Los Estados miembros se congratularon del éxito de esta política en el informe de junio de 2007 “*Consolidación de la PEV*”, Informe del Progreso de la Presidencia. En dicho informe se concluía que “*en los dos primeros años de su puesta en marcha, la PEV ha alcanzado ya resultados significativos, en particular permitiendo a los socios fraguar una detallada agenda de reforma y ofreciendo una mayor y más efectiva asistencia de la UE. Sin embargo, dada la magnitud de los retos que quedan por delante, debemos canalizar el gran poder modernizador de Europa de una forma todavía más eficiente. La inestabilidad política y la débil gobernanza de nuestros vecinos podría tener un impacto sobre la UE. Al mismo tiempo, los riesgos sobre la seguridad energética de Europa, las amenazas ambientales y los flujos crecientes de migración ilegal, por nombrar unos pocos factores, también tienen una influencia creciente en nuestra seguridad y prosperidad. La UE, junto a los socios de la PEV, debe tratar estos temas con mayor resolución y consolidar su círculo de amigos en torno a sus bordes.*”

⁴⁴⁴ El debate sobre la extensión geográfica de la PEV fue muy intenso en el ámbito de las instituciones comunitarias. Por su parte, el PE apoyaba la inclusión de Rusia, Ucrania, Moldavia, países del Cáucaso

de evitar la aparición de nuevas líneas divisorias entre la UE ampliada y sus vecinos, y de consolidar la estabilidad, la seguridad y el bienestar para todos⁴⁴⁵.

Sin embargo, las relaciones con la vecina Rusia se desarrollan desde sus orígenes a través de una Asociación Estratégica, que cubre cuatro “espacios comunes”, en lugar de a través de la PEV⁴⁴⁶.

Meridional, Estados del Sur de Mediterráneo, incluyendo Libia y Mauritania, Estados europeos de la EFTA (Islandia, Liechtenstein, Noruega y Suiza) y todos los micro-Estados europeos, así como Turquía y los Estados de los Balcanes occidentales, estos últimos a través de su inclusión en el Partenariado Euro-Mediterráneo. No obstante pronto se excluyó la posibilidad de aplicar esta iniciativa a países como Turquía, Croacia, la Antigua República Yugoslava de Macedonia o Islandia (actualmente considerados países candidatos a la adhesión) o a los países de los Balcanes occidentales como Albania, Bosnia y Herzegovina, Serbia, Montenegro y Kosovo (bajo el protectorado de NU) por considerarse potenciales candidatos, como se pone de manifiesto por la CE en su Documento de Estrategia sobre los progresos realizados en el proceso de ampliación, COM (2004) 657 final, de 6 de octubre de 2004. Igualmente Noruega y Suiza fueron excluidos de dicha Política de Vecindad al ser miembros del Espacio Económico Europeo (EEE), en el que existen vínculos políticos y económicos con la UE mucho más estrechos que los que puede presentar la PEV a día de hoy.

⁴⁴⁵ A este respecto, véase Communication from the Commission European: “*Neighbourhood Policy. Strategy Paper*”. Brussels, 12.5.2004 (COM (2004) 373 final) y el Reglamento (CE) n° 1638/2006 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de octubre de 2006, por el que se establecen las disposiciones generales relativas a la creación de un Instrumento Europeo de Vecindad y Asociación - IEVA (*Diario Oficial* n° L 310 de 09/11/2006 p. 0001 – 0014).

⁴⁴⁶ Aunque en un principio se pensó incluir a Rusia y a los Nuevos Estados Independientes Occidentales (como Bielorrusia, Moldavia y Ucrania) en la nueva estrategia de los países vecinos, finalmente se optó por excluir a estos países de dicha iniciativa. En el caso de la relaciones con Rusia, las reticencias expuestas por dicho país derivaron en encuadrar sus relaciones con la UE dentro de un Acuerdo de Asociación y Cooperación específico. Estos acuerdos distan mucho de los objetivos que presenta la PEV y, básicamente, se centran en potenciar el ámbito comercial en aras a establecer una zona de libre comercio entre Rusia y la UE. No obstante, esta situación no ha impedido que se incluyera a la Federación Rusa como “país socio” en el ámbito de aplicación del IEVA con el fin de “*proporcionar ayuda comunitaria para el desarrollo de una zona de prosperidad y buena vecindad*”.

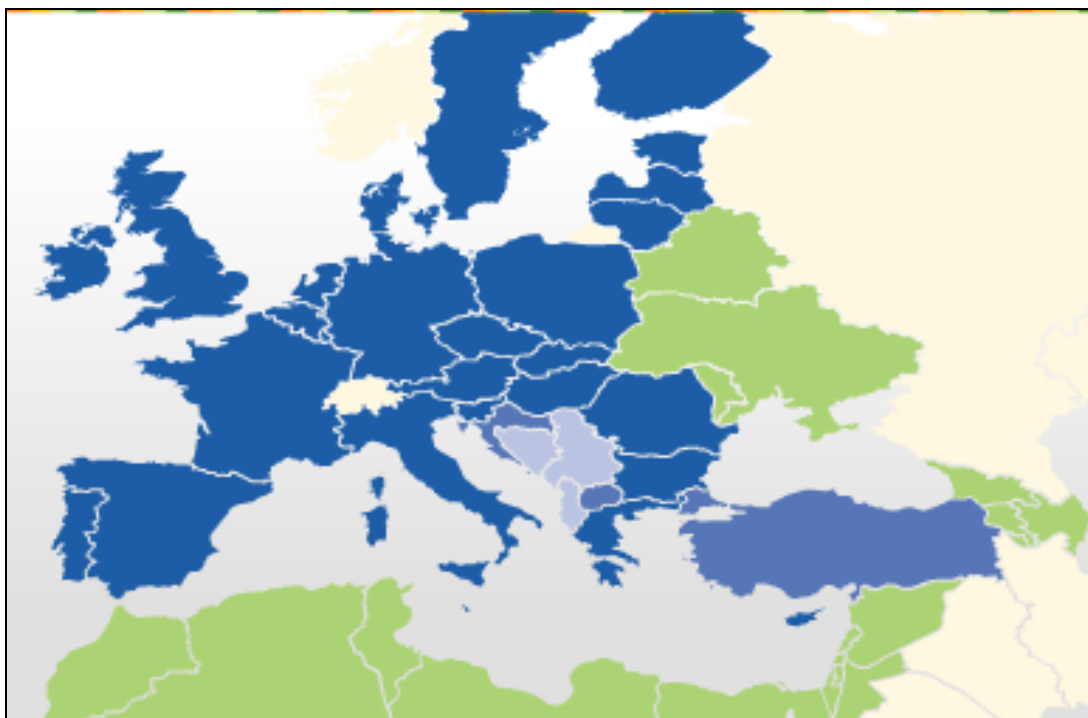


Figura 29. Mapa de los países miembros de la Política Europea de Vecindad (PEV).

Fuente: CE (2010).

El marco común establecido por la PEV trata de facilitar un planteamiento objetivo y coherente de la UE con respecto a los distintos socios y garantizar que la totalidad de la UE está firmemente decidida a fortalecer las relaciones con todos los países vecinos. Además, va más allá de las relaciones existentes para ofrecer una relación política y una integración económica más profundas.

En plena vorágine entre detractores y partidarios de ofrecer a Turquía la plena adhesión a la UE, el Presidente de la Comisión, Romano Prodi, terció a favor de una fórmula mixta, un nuevo concepto de integración para el que acuñó la expresión “*todo menos las instituciones*”; es decir, plena integración en el mercado único y participación en algunos de los programas y políticas comunes comunitarias, pero sin los derechos políticos (los votos que permiten participar en la toma de decisiones) que otorga la condición de *miembro de pleno derecho* de la UE⁴⁴⁷.

⁴⁴⁷ Esta afirmación de Romano Prodi ha suscitado muchas dudas sobre la viabilidad de la PEV, al considerar que una vez que los Estados socios logren alcanzar *el todo* (apertura de mercado, aproximación de legislación y de mecanismos de mercado, ayudas, participación en programas de investigación, etc.) puede resultar difícil negarles la adhesión. Este tema ha sido abordado con gran acierto en el epílogo de la obra de los autores A. Remiro, P. Andrés, L. Pérez-Prat, R. Riquelme, “*Los límites de Europa*”, Academia Europea de Ciencias y Artes, Madrid, 2008, p. 447 y ss. De hecho, parece que la UE pretendió rectificar a este respecto en su Informe sobre la aplicación de la *Estrategia Europea de Seguridad: Ofrecer seguridad en un mundo en*

La filosofía del nuevo esquema de relaciones –“*una nueva visión y una nueva oferta*”, como se dice en una de las secciones del propio documento- es muy clara: “*a cambio de avances concretos que demuestren la existencia de valores compartidos (principalmente en el campo del Estado de Derecho, el buen gobierno, el respeto de los Derechos Humanos, incluidos los derechos de las minorías, la promoción de unas relaciones de buena vecindad y los principios de la economía de mercado y el desarrollo sostenible) y de la implantación concreta de reformas políticas, económicas e institucionales, como el alineamiento de la legislación con el acervo comunitario, los países vecinos deberían beneficiarse de la perspectiva de una integración económica más estrecha con la UE. [...]*”.

En el ámbito funcional, la PEV se articula en una serie de informes por país (“*country report*”) que la Comisión Europea elabora para evaluar la situación política y económica, los aspectos institucionales y sectoriales de cada uno de los países que forman parte de dicho acuerdo, y así determinar cuándo y de qué modo puede profundizarse en las relaciones. Estos informes se presentan al Consejo, el cual decide si cabe o no pasar a la siguiente etapa del proceso.

A continuación, se elaboran Planes de Acción (“*action plan*”) que, básicamente, son documentos negociados y elaborados en función de las necesidades y capacidades de cada país, sus intereses y los de la UE⁴⁴⁸. Ambas partes establecen una agenda de reformas

evolución, de 11 de diciembre de 2008 (S407/08), en el que se dedicaba un apartado al “*mayor compromiso con nuestros vecinos*”, y en el cual se afirmaba que la PEV había reforzado las relaciones bilaterales individuales de la UE y que el siguiente paso en este proceso apuntaba a una integración regional. En este sentido, se muestra favorable la nueva Comunicación de la CE de 25 de mayo de 2011, “*A new response to a changing neighbourhood*” (COM (2011) 303), en la que se pretende dar un nuevo enfoque a la PEV con el fin de fortalecer las relaciones individuales y regionales entre la UE y los países de su entorno, a través de un enfoque de “*más fondos para mayores reformas*”, esto es, poniendo a disposición más fondos, pero con una rendición de cuentas mutua reforzada. Según este nuevo enfoque, la PEV disfrutará de un nivel mucho mayor de diferenciación, lo que garantizará que cada país socio desarrolle sus vínculos con la UE en la medida en que lo permitan sus aspiraciones, necesidades y capacidades. Por tanto, se aparta de la estrategia de la PEV anterior en la que se apostaba por un enfoque único para todos. Según la nueva estrategia, el mayor apoyo de la UE a sus vecinos está condicionado: dependerá de los progresos realizados en la construcción y consolidación de la democracia y el respeto del Estado de Derecho, y cuanto más, y más rápido, avance un país en sus reformas internas, más apoyo obtendrá de la UE.

⁴⁴⁸ Algunos autores como B. Khader en su obra “*Europa por el Mediterráneo. De Barcelona a Barcelona (1995-2009)*” [Icaria, Barcelona, 2009, p. 157 y ss.] han criticado el efecto atomizador que pueden llegar a producir estos instrumentos de carácter bilateral sobre los que se sustenta la PEV. En concreto, este autor considera que “*este esquema constituye un mal augurio para lograr una periferia estable, porque tal bilateralismo conducirá necesariamente a una polarización incrementada e incluso a rivalidades entre vecinos, ya que los más dinámicos se beneficiarán rápidamente del estatus de “vecino privilegiado”,*” 300

políticas y económicas a través de una serie de prioridades a corto y medio plazo (3-5 años) y, a cambio, se ofrecen incentivos en forma de mayor integración en los programas y redes europeas, mayor asistencia y mejor acceso a los mercados⁴⁴⁹. El cumplimiento de estos compromisos y objetivos mutuos contemplados en los Planes de Acción se supervisa periódicamente a través de subcomités formados conjuntamente con cada país y relativos a cada sector o asunto⁴⁵⁰.

La puesta en marcha de las reformas de la PEV está apoyada por varias formas de asistencia técnica y financiera con cargo a la CE. Los antiguos TACIS (para vecinos del Este y Rusia), MEDA (para vecinos del sur del Mediterráneo) y otros programas de apoyo financiero fueron reemplazados en 2007 por un instrumento único: un fondo conocido como Instrumento Europeo de Vecindad y Asociación (IEVA)⁴⁵¹.

mientras que los más lentos y recalcitrantes tendrán que conformarse con el estatuto de “segunda categoría” o, peor aún, del estatus poco envidiable de “Estado mafioso” o incluso “rebelde”.

⁴⁴⁹ En la actualidad se aplican doce Planes de Acción de la PEV con Israel, Jordania, Moldavia, Marruecos, la Autoridad Palestina, Túnez y Ucrania desde 2005, y desde finales de 2006 y principios de 2007 con Armenia, Azerbaiyán, Georgia, Líbano y Egipto.

⁴⁵⁰ El 4 de diciembre de 2006, la Comisión publicó su primer informe periódico sobre los progresos realizados y las áreas en las que era preciso avanzar más. El 3 de abril de 2008 se adoptó un segundo grupo de informes de progreso sobre la aplicación de la PEV en 2007, una Comunicación sobre las conclusiones de los informes y un informe de progreso sectorial. El 23 de abril de 2009 se adoptó un tercer grupo de informes de progreso sobre la aplicación de la PEV en 2008. En mayo de 2010 se publicó el cuarto paquete de informes de progreso de los países involucrados en la PEV durante 2009. Y, tras una profunda reflexión en el seno de las instituciones comunitarias sobre los progresos alcanzados en este proceso y sus principales carencias, la CE publicó su Comunicación de 12 de mayo de 2010 sobre el balance de la Política Europea de Vecindad durante sus primeros cinco años de funcionamiento titulado *“Taking stock of the European Neighbourhood Policy”* (COM (2010) 207).

Respecto al ámbito energético, este informe subraya la necesidad de reforzar la cooperación energética con el fin de satisfacer las crecientes necesidades energéticas de los países del Sur y fomentar las inversiones y reformas necesarias en los países del Sur y el Este. En concreto, según la CE, el fomento de la eficiencia energética y la promoción de energías renovables constituyen elementos clave para la cooperación con los países que forman parte de la PEV. Fuente: *“Taking stock of the European Neighbourhood Policy”*, COM (2010) 207, p. 11; *“A Partnership for democracy and shared prosperity with the Southern Mediterranean”*, COM (2011) 200 final.

Finalmente, esta opinión se ha materializado en una serie de medidas propuestas por la CE en su Comunicación de 7 septiembre de 2011, sobre seguridad de suministro y cooperación internacional: *The EU Energy Policy: Engaging with Partners beyond Our Borders* [(SEC(2011) 1022 final; SEC(2011) 1023 final], entre las que se encuentra la propuesta de una nueva asociación con los países de la ribera meridional del Mediterráneo en materia de proyectos de energía procedente de fuentes renovables, y el lanzamiento de proyectos piloto de plantas solares en el ámbito del Plan Solar Mediterráneo.

⁴⁵¹ El nuevo fondo distribuirá un total de 12 millones de euros en el periodo 2007-2013.

El IEVA es un instrumento mucho más flexible que sus predecesores y permite, por medio de sus instrumentos de cooperación como la cooperación transfronteriza, el programa TAIEX y los proyectos de hermanamiento (*“twinning projects”*), reforzar la cooperación transfronteriza e interregional, así como la integración económica progresiva a la Unión Europea con los países de la PEV y Rusia. Por su parte, los fondos asignados a los programas individuales por país dependerán de sus necesidades y capacidad de adaptación, así como de la ejecución de las reformas acordadas (el conocido como *“método del palo y la zanahoria”*). Para complementar la ayuda de financiación del IEVA, los países vecinos son elegibles para la financiación mediante préstamos concedidos por el Banco Europeo de Inversión, hasta un total de 12.400 millones de euros en el periodo 2007-2013. En el ámbito concreto del sector energético, la CE ha expresado su deseo de optimizar la asistencia financiera externa de la UE prestada a este tipo de proyectos, y ha destacado la necesidad de coordinar sus programas con los puestos en marcha por los Estados miembros y otras instituciones internacionales como el BEI, el BERD y el Banco Mundial, entre otras. Con este fin, se ha propuesto la creación de una base de datos de proyectos energéticos con sus países socios, que permita mejorar su coordinación y aprovechar las sinergias de las ayudas prestadas a los mismos⁴⁵².

La cooperación en materia de energía ha sido uno de los ejes principales en los que se ha sustentado el desarrollo de la PEV ya que, como bien reconoce la Comisión Europea en su Comunicación *“Una sólida Política Europea de Vecindad”* de 5 de diciembre de 2007⁴⁵³, la PEV reúne a países productores, consumidores y de tránsito de energía, a los que beneficia considerablemente una mayor cooperación e integración.

Además, en su *Documento de Estrategia*⁴⁵⁴, la Comisión afirma que *“uno de los elementos principales de la política europea de vecindad es la profundización de nuestra asociación estratégica con los países vecinos en lo que respecta a la energía”*, y reconoce que *“los países vecinos desempeñan un papel fundamental en la seguridad de*

⁴⁵² Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: *On security of energy supply and international cooperation – “The EU Energy Policy: Engaging with Partners beyond Our Borders”*, 7 September 2011, p. 18.

⁴⁵³ COM (2007) 774 final.

⁴⁵⁴ Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo: *“Política europea de vecindad. Documento de Estrategia”*, COM (2004) 373 final, Bruselas, 12 de mayo de 2004, p. 20.

abastecimiento energético de la UE. Muchos países intentan mejorar su acceso al mercado energético de la UE, ya como proveedores actuales o futuros (por ejemplo Rusia, Argelia, Egipto, Libia) ya como países de tránsito (Ucrania, Bielorrusia, Marruecos, Túnez). Los países del Cáucaso meridional también son importantes a este respecto por los nuevos suministros de energía a la UE procedentes de la región del Caspio y de Asia Central. Así pues, la mejora de las conexiones energéticas entre la UE y sus socios, al igual que la convergencia legislativa y reglamentaria, revisten un gran interés mutuo. Además, la mayor cooperación energética proporciona oportunidades mutuas de negocio y también puede contribuir al desarrollo socioeconómico y a la mejora del medio ambiente”.

De hecho, la CE ya ha anunciado su interés en establecer un partenariado para la democracia y prosperidad de los países vecinos del sur de Europa que incluya la creación de una Comunidad de la Energía UE-Mediterráneo⁴⁵⁵ (“*EU-South Mediterranean Energy Community*”) que facilite una integración progresiva de los mercados energéticos del Magreb y, posiblemente, del Mashrek.

IV.2. El diálogo energético regional de la UE. El carácter estratégico de las relaciones regionales y bilaterales con los países productores y de tránsito de su entorno.

A pesar de que la PEV nació con un cariz bilateral, durante sus primeros cinco años de funcionamiento ha logrado reforzar de manera significativa la cooperación regional en materia de energía de la UE con los países de su entorno⁴⁵⁶. Destacables son los procesos

⁴⁵⁵ A este respecto véase: Joint Communication to the European Council, the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: “*A partnership for democracy and shared prosperity with the Southern Mediterranean*”, Brussels, 8.3.2011, COM (2011) 200 final, p. 9.

⁴⁵⁶ Son muchos y muy destacables los progresos realizados en materia de cooperación energética con los países de la PEV. En concreto, hay que mencionar los memorandos de acuerdo (*Memorandum of Understanding*) con Azerbaiyán, Bielorrusia, Ucrania, Egipto, Jordania y Marruecos. Asimismo, en 2009 se admitió, pero con condiciones, que Ucrania y Moldavia accedieran al Tratado de la Comunidad de la Energía y que Georgia se convirtiera en observador.

No obstante, aunque los avances logrados por la PEV en el ámbito energético han sido muy destacados, no podemos analizar las relaciones energéticas regionales de la Unión sin hacer mención al primer marco jurídico vinculante en este sentido, como es la Carta Europea de la Energía de 17 de diciembre de 1991, sobre cuyo contenido y efectos nos remitimos a lo expuesto en el apartado dedicado a la misma en la presente tesis.

regionales iniciados en los últimos años como la Asociación Oriental (“*the Eastern Partnership*”), puesta en marcha en Praga en mayo de 2009, la Unión por el Mediterráneo, iniciativa por la que la Presidencia francesa relanzó el conocido como Proceso de Barcelona en París en mayo de 2008, y la Sinergia del Mar Negro, iniciada en Kiev en febrero de 2008, a raíz de la incorporación el 1 de enero de 2007 de Bulgaria y Rumanía a la Unión Europea⁴⁵⁷.

No obstante, la cooperación energética regional que ha mantenido y mantiene la UE en la actualidad con las diferentes regiones estratégicas dista mucho de ser homogénea, y factores como el grado de estabilización política y social, la importancia estratégica como región aprovisionadora de energía o la voluntad política de integrar el “acervo comunitario” han condicionado el calado de estos vínculos regionales⁴⁵⁸.

⁴⁵⁷ Estas iniciativas regionales han contribuido a paliar algunas carencias derivadas del carácter bilateral de la PEV.

⁴⁵⁸ A pesar de la relevancia de Noruega como segundo país aprovisionador de la UE, del 24 % de las importaciones de gas y del 16 % del petróleo, no procede dedicarle un apartado específico al análisis de esta relación energética al entender que Noruega forma parte del Mercado Interior comunitario, tanto por su pertenencia al Espacio Económico Europeo (EEA) como por su posición de liderazgo en el proceso de integración de los mercados eléctricos de los países nórdicos (conocido como Nordpool) constituido desde 1993. El Nordpool es un mercado que agrupa los mercados eléctricos de Noruega, Suecia, Finlandia y Dinamarca, en el que agentes con diferentes capacidades de generación y necesidades de consumo venden y compran energía eléctrica. Gran parte de estas transacciones se hacen con contratos bilaterales comunes; sin embargo, existe un mercado de contratos financieros en crecimiento que incluye derivados financieros como futuros y opciones para llevar a cabo estas transacciones de electricidad. El Nord Pool opera un mercado spot para contratos físicos, llamado Nord Pool Spot AS (Elspot); un mercado de derivados financieros donde se transfieren futuros y opciones, llamado Nord Pool Financial Market AS (Eltermin); ofrece servicios de balance para los contratos bilaterales negociados a través de Nord Pool Consulting AS; finalmente cuenta con una cámara de compensación llamada Nord Pool Clearing AS.

Además, en la cumbre UE-Noruega celebrada el 6 de julio de 2005 entre el entonces Comisario de Energía A. Piebalgs y la Ministra noruega de Petróleo y Energía Thorhild Widvey, se comprometieron a intensificar el diálogo UE-Noruega sobre energía, con proyectos comunes tales como el de energía eólica marítima en el Mar del Norte, el proyecto NorGer de interconexión eléctrica submarina entre Alemania y Noruega, la explotación de las reservas de hidrocarburos, la eficiencia energética y las demás cuestiones que afectan a la seguridad de suministro, incluyendo la exploración y producción de hidrocarburos en la región del Ártico. En la cumbre anual celebrada el 29 de mayo de 2008 se añadieron como áreas de interés los proyectos de almacenamiento y captura de CO₂.

En cuanto a la exploración y producción de hidrocarburos en la región del Ártico, se pronunció el Gobierno noruego en su documento “*White paper on opportunities and challenges in the Northern areas*” (Report n° 30 to the Storting 2004-2005), en el que expuso sus intereses estratégicos en la explotación de recursos en la región ártica, promover su liderazgo en instituciones como el Consejo Ártico y reforzar su cooperación con Rusia en la investigación. En este sentido, hay que destacar el tratado fronterizo sobre el Ártico, firmado el 15 de septiembre de 2010, entre Rusia y Noruega que pone fin a cuatro décadas de disputas sobre la titularidad territorial y que allanará el camino para la exploración de petróleo y gas. El Presidente ruso Dmitry Medvedev y el Primer Ministro de Noruega, Jens Stoltenberg, presidieron la firma en Murmansk, una ciudad portuaria del Mar de Barents, cerca de la frontera noruega y al norte del Círculo Ártico. El territorio en disputa cubre 175.000 kilómetros cuadrados (67.600 millas cuadradas), un área que

En la Comunicación de la CE *“Segunda revisión estratégica del sector de la energía. Plan de actuación de la UE en pro de la seguridad y la solidaridad en el sector de la energía”*⁴⁵⁹ de noviembre de 2008, la CE ya reconocía que *“hoy en día, la UE tiene firmados memorandos de acuerdo en el sector de la energía con gran número de terceros países. Europa debería incluir una nueva generación de disposiciones sobre **“interdependencia energética”** en acuerdos de amplio alcance con los países productores no europeos”*. Y, en este sentido, la CE recomendaba que *“estas disposiciones deben tener por objeto lograr un equilibrio entre seguridad de la demanda y seguridad de abastecimiento. Se debería hacer hincapié en el fomento de las inversiones preliminares, al desarrollo de las infraestructuras necesarias, al establecimiento de condiciones claras de acceso a los mercados (en el sector de la energía y en los demás sectores económicos), al diálogo sobre la evolución del mercado y de las políticas, y a las disposiciones sobre solución de litigios. Deben acordarse disposiciones en materia de tránsito a fin de garantizar flujos normales aun en períodos de tensión política, para lo cual se podrían adoptar planteamientos innovadores como adjudicar la gestión conjunta, o incluso la propiedad, de las conducciones a empresas de los países proveedores, de tránsito y consumidores. Las disposiciones se deberían basar en el acervo de la UE en materia de energía, en su caso, y en los principios del Tratado sobre la Carta de la Energía. Las disposiciones deberían contribuir al establecimiento de un marco político a largo plazo, reduciendo los riesgos de orden político y fomentando los compromisos de las empresas privadas en materia de abastecimiento y tránsito. Entidades europeas como el Banco Europeo de Inversiones (BEI) y el Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo (BERD)*

equivale a casi la mitad del tamaño de Alemania, principalmente en el Mar de Barents, entre las reservas de petróleo descubiertas en las zonas rusa y noruega.

En este contexto también se enmarca la denominada *Dimensión Septentrional* de la UE. Iniciada en 2001 y centrada principalmente en Rusia, la Cooperación Medioambiental Septentrional es una de las iniciativas de la Dimensión Nórdica que más éxito promete. El 9 de julio de 2002 se celebró la Conferencia de Contribución de la Cooperación Medioambiental que aportó a la Fundación Financiera de la NDEP (NDEP Support Fund) 110 millones de euros (contribuyeron la Comisión Europea, Finlandia, Suecia, Dinamarca, Noruega y Rusia). Se ha llegado a un acuerdo en cuanto a la financiación de 12 proyectos medioambientales, muchos de los cuales están ya en funcionamiento y algunos se han finalizado. Finlandia, por ejemplo, contribuyó en el proyecto de la NDEP relacionado con la depuradora de aguas residuales de San Petersburgo que depura un 80% de las aguas residuales de la ciudad. La instalación que se inauguró el 22 de septiembre de 2005, aporta una ayuda importante en la pureza del Mar Báltico que, en este momento, se considera uno de los mares interiores más contaminados del mundo. Otros proyectos importantes para mejorar la situación medioambiental están a punto de inaugurarse en Kaliningrado, otra de las zonas problemáticas del Mar Báltico. A este respecto, véase: http://ec.europa.eu/energy/international/bilateral_cooperation/norway_en.htm.

⁴⁵⁹ COM (2008) 781 final, Bruselas, 13.11.2008.

podrían suministrar fondos debidamente estructurados vinculados a la realización de grandes proyectos de infraestructuras en terceros países. Se prestará especial atención a las infraestructuras externas esenciales que se enfrentan a mayores riesgos no comerciales.”

A la luz de estas recomendaciones, y en función del grado de compromiso adquirido por las distintas partes en los diferentes procesos de cooperación regional, pasemos a analizar el contexto en el que se articulan las relaciones de la UE con sus principales socios energéticos.

IV.2.1. La Comunidad de la Energía del sudeste de Europa: un desarrollo institucional innovador.

En el contexto del proceso de ampliación de la UE de 2004, el Consejo Europeo celebrado en Salónica en junio de 2003 refrendó el *“Programa de Salónica para los Balcanes Occidentales: avanzar en la integración europea”*⁴⁶⁰, destinado a estrechar las relaciones privilegiadas entre la UE y los Balcanes Occidentales, y en el que la Unión Europea animaba a los países de la región a firmar un acuerdo jurídicamente vinculante que extendiera el mercado de la energía de la Comunidad Europea a Europa Sudoriental. La relevancia de esta iniciativa radicaba en el hecho de ser el primer tratado multilateral firmado en esta región que integraba un sector económico tan específico y altamente simbólico como el energético.

Con la creación de un mercado regional de la energía para el Sudeste de Europa, los Estados firmantes pretendían atraer las inversiones creando un marco regulador y comercial estable, y permitiendo el desarrollo económico y la estabilidad social de la región. Además, se trataba de reforzar la seguridad de suministro de la Unión Europea, incitando a conectar los Balcanes con las reservas de gas del Mar Caspio, África del Norte y Oriente Medio, y poniendo así fin al aislamiento de Grecia.

Así pues, en la Comunicación de 26 de mayo de 2003 sobre el *“Desarrollo de una Política Energética para la Unión Europea ampliada y sus vecinos y países asociados”*, la

⁴⁶⁰ Ref. COM/2003/0748 final.

CE instaba a la creación de un mercado de la energía realmente integrado, libre de barreras, en una Europa ampliada que incluyese a Europa Sudoriental, fomentando condiciones de competencia equivalentes, así como normas ambientales estrictas⁴⁶¹.

Paralelamente, la CE publicó, en noviembre de 2002, un documento relativo a una estrategia común con los donantes internacionales activos en Europa Sudoriental. Dicho documento solicitaba la creación de un marco regulador que permitiese aportar a la región una asistencia financiera eficaz. Esa estrategia común se ha convertido en el fundamento de un compromiso continuo de las instituciones financieras internacionales⁴⁶².

De acuerdo con la Decisión del Consejo de 17 de mayo de 2004, la CE negoció un Tratado constitutivo de la Comunidad de la Energía con la República de Albania, la República de Bulgaria, Bosnia y Herzegovina, la República de Croacia, la Antigua República Yugoslava de Macedonia, la República de Montenegro, Rumanía, la República de Serbia, la República de Turquía y la Misión de Administración Provisional de las Naciones Unidas en Kosovo⁴⁶³. Este Tratado fue firmado finalmente en Atenas en octubre de 2005, aunque no entró en vigor hasta el 1 de julio de 2006⁴⁶⁴.

⁴⁶¹ En este documento (ref. COM 2003/262 FINAL, 13-5-2003), la CE presentó propuestas para la creación de un mercado regional de la electricidad en el sudeste de Europa (SEE) en marzo de 2002. En noviembre, se firmó un Memorándum de Entendimiento en la Conferencia Ministerial de Atenas por todos los países, con el patrocinio de la CE y el Pacto de Estabilidad. Durante esta primera reunión ministerial celebrada en el ámbito del denominado *proceso de Atenas*, los países miembros del mercado de la electricidad del Sudeste de Europa firmaron un protocolo de acuerdo, por el que se comprometían a aplicar normas paralelas a las disposiciones comunitarias, creando en esa región un Mercado Interior de la Electricidad. En diciembre de 2003, se firmó un segundo protocolo de acuerdo, al que se adhirió la Comunidad Europea, que prevía la extensión del *proceso de Atenas* a los mercados del gas y confirmaba el primer protocolo. El objeto del Tratado era establecer un marco jurídicamente vinculante para la cooperación existente en virtud de los protocolos de acuerdo de 2002 y 2003 entre la Comunidad Europea y los países de la región, y su contenido general fue aprobado en diciembre de 2004 por todas las Partes del proceso de Atenas, incluidos los cinco Estados miembros de la Unión Europea interesados.

⁴⁶² A este respecto, el Banco Mundial anunció la creación de un fondo de inversión por un importe de 1.750 millones de dólares para los sectores del gas y de la electricidad de la región. Además, el BERD incluyó el proceso del Tratado de la Comunidad de la Energía en sus políticas de préstamo y ha formalizado varios préstamos que se ajustan a sus objetivos generales. Otros organismos internacionales que participan en este contexto son la AIE, *The United States Agency for International Development* (USAID) o *The Canadian Agency for International Development* (CIDA), entre otros.

⁴⁶³ En aplicación de la Resolución 1244 del Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas.

⁴⁶⁴ Desde el 1 de mayo de 2010 y 1 de febrero de 2011, respectivamente, Moldavia y Ucrania son miembros de pleno derecho de la Comunidad de la Energía. Asimismo, también participan Georgia, Noruega, Turquía y Armenia en calidad de observadores.



Figura 30. Mapa de la Comunidad de la Energía.
Fuente: Energy Community Secretariat (2011).

El Tratado establece entre la Comunidad Europea y los países de la región que no son miembros de la UE un Mercado Interior de la Energía, incluida una asistencia mutua y, si procede, una *Política Exterior común* en materia de comercio energético, factor necesario para un Mercado Interior. Además, permite crear un marco regulador que garantice el funcionamiento eficaz de los mercados de la energía en esa región, incluso para los países de la UE situados en ella, y prevé la aplicación del *acervo comunitario* pertinente en materia de energía, medio ambiente, competencia y energías renovables en los países de la región que no son miembros de la UE⁴⁶⁵. Es por ello que se puede afirmar que la Comunidad de la Energía (*Energy Community*) constituye el vínculo más sólido en el ámbito de la cooperación energética regional de la UE con el exterior⁴⁶⁶.

⁴⁶⁵ Esto permite cierta coordinación a nivel regional y superar problemas políticos arraigados de índole estatal, especialmente en cuestiones de cooperación sobre regulación, inversiones, estadísticas y coordinación del mercado físico.

⁴⁶⁶ El Tratado crea además entre las Partes un mercado de la energía sin fronteras interiores, en el que quedan prohibidos los derechos de aduana y las restricciones cuantitativas de la importación y exportación de la energía, así como todas las medidas de efecto equivalente, salvo excepción (orden público, seguridad pública, protección de la salud de las personas y de los animales, preservación de los vegetales y protección de la propiedad industrial o comercial). El Tratado organiza también las relaciones con terceros países y la asistencia mutua en caso de perturbaciones.

El contenido del acervo comunitario que las Partes se comprometen a transponer se encuentra definido en el propio texto del Tratado. Así, los artículos 10 y 11 estipulan que, en el ámbito energético, las Partes se comprometen a transponer, en sus respectivos ordenamientos jurídicos, el segundo paquete de Directivas y Reglamentos aprobados por la UE en el proceso de liberalización de los mercados energéticos europeos, esto es, las Directivas 2003/54 y 2003/55, así como el Reglamento 1228/2003 de comercio transfronterizo de electricidad. No obstante, el propio preámbulo del Tratado prevé la posibilidad de extender el ámbito de aplicación de dicho acervo comunitario, cuando así lo acordase el Consejo Ministerial de la Comunidad de la Energía, hecho que se produjo a finales de 2009 al incorporar las Directivas 2005/89 y 2004/67 sobre seguridad de suministro y, mas recientemente, respecto a las disposiciones del *Tercer Paquete*⁴⁶⁷.

No obstante, el Tratado incluye una importante cláusula de flexibilidad en su artículo 24, al establecer que *“la Comunidad de la Energía adoptará las medidas de adaptación del acervo comunitario descritas en este título, teniendo en cuenta tanto el marco institucional del presente Tratado como la situación específica de cada una de las Partes contratantes”*. Así, el Tratado está reconociendo la enorme disparidad regulatoria de la que parten los países que componen la Comunidad de la Energía, que dista mucho de la situación en la que se encuentran los Estados miembros de la UE.

Otro aspecto fundamental por el que aboga este proceso de integración regional es el establecimiento de un marco regulatorio que permita una operación eficiente de las redes de energía a través de los territorios de los distintos Estados Parte, así como de la UE. Su aplicación se prevé en el Título III del Tratado y, en principio, afecta a los Estados Parte de la Comunidad de la Energía y a siete Estados de la UE interconectados con ellos, esto es, Austria, Grecia, Hungría, Italia, Bulgaria, Rumania y Eslovenia. Este marco regulatorio comprendería mecanismos para el transporte de energía a larga distancia, provisiones sobre seguridad de suministro (como la diversidad de su suministro, la seguridad tecnológica y el origen geográfico de los combustibles importados), la mejora de la calidad del suministro a los consumidores, el cumplimiento de las obligaciones de servicio público y la progresiva

⁴⁶⁷ Una vez más, esta previsión de *“evolución”* del acervo comunitario es una muestra del amplio grado de flexibilidad regulatoria que caracteriza a este proceso. Y, muestra de su voluntad política para seguir avanzando en el proceso de creación del *Mercado Interior de la Energía*, fue la decisión adoptada por el Consejo Ministerial de la Comunidad de la energía, celebrado el 6 de octubre de 2011, por la que se comprometen a implementar las disposiciones contenidas en el *Tercer Paquete* antes de enero de 2015.

armonización de los modelos de los mercados de la energía de red, el reconocimiento mutuo de las licencias y medidas destinadas a estimular la libertad de establecimiento de las empresas de energía de red.

Asimismo, esta iniciativa regional se sustenta en un sólido marco institucional que comprende un Consejo Ministerial⁴⁶⁸, un Grupo Permanente de alto nivel⁴⁶⁹, un Consejo Regulador, cuatro foros⁴⁷⁰ y una Secretaría con sede en Viena, responsable de apoyar y supervisar el proceso de implementación de la normativa energética europea en los mencionados países⁴⁷¹.

Además, el Tratado de la Comunidad de la Energía regula, en sus artículos 90 a 93, un mecanismo de resolución de controversias que guarda cierto paralelismo con el procedimiento de infracción establecido en el marco comunitario. Según este mecanismo, *“el incumplimiento por una Parte de una obligación del Tratado, o la falta de aplicación de una decisión de la que es destinataria en el plazo mencionado, podrán ser llevados a la atención del Consejo Ministerial mediante una solicitud motivada de cualquiera de las Partes, de la Secretaría o del Consejo Regulador”*. Por su parte, el Consejo Ministerial podrá determinar que una Parte ha faltado a sus obligaciones y, en caso de incumplimiento persistente, el Consejo podrá decidir la suspensión de alguno de los derechos otorgados en el propio Tratado⁴⁷².

⁴⁶⁸ El Consejo Ministerial, integrado por un representante de cada una de las Partes en el Tratado, adopta las orientaciones políticas generales, las medidas necesarias para la consecución de los objetivos del Tratado y los actos procedimentales, como la atribución de tareas específicas, facultades y obligaciones. La Presidencia la desempeña cada una de las Partes contratantes por turnos de seis meses, y está asistida por un representante de la Comunidad Europea y un representante de la futura Presidencia. El Consejo presenta anualmente un informe al Parlamento Europeo y a los Parlamentos de las Partes contratantes.

⁴⁶⁹ Este grupo permanente de alto nivel se ha venido reuniendo hasta la fecha cada tres meses para tomar decisiones ejecutivas sobre programas de trabajo y el diseño de estrategias de aplicación.

⁴⁷⁰ Un foro de electricidad, un foro de gas, un foro social y un foro de petróleo, presididos todos ellos por un representante de la CE.

⁴⁷¹ En el Memorándum de Atenas se crearon estos órganos, que se han dado en llamar colectivamente el *“Proceso de Atenas”*. Además, el Memorándum de Atenas constituyó el *“Foro de Atenas”*, creado a imagen y semejanza de los Foros de Madrid, Florencia y Londres de la UE. En el Foro de Atenas se reúnen los agentes del mercado para debatir las reformas necesarias. Este Foro está integrado por el grupo permanente de alto nivel, el Consejo Regulador, el grupo de Operadores de Sistemas de Transporte (subgrupo de la Asociación de Operadores Europeos de Sistemas de Transporte, actual ENTSO-E), la Unión para la Coordinación de la Producción y del Transporte de la Electricidad (UCTE), representantes específicos del sector, la CE y los donantes internacionales activos en la región.

⁴⁷² Este mecanismo de resolución de controversias fue revisado y ampliado mediante Decisión de 27 de junio de 2008, en la que se prevé un procedimiento preliminar dirigido por la Secretaría y la creación de un Comité

Este mecanismo de solución de controversias constituye un hito fundamental para garantizar el cumplimiento de las normas de la Comunidad de la Energía, reforzar la seguridad jurídica y favorecer, en último término, el clima para las inversiones en la región.

Al tratar de identificar los alicientes para las Partes involucradas en este proceso político, se advierten dos realidades distintas.

Por un lado, para los países del Sudeste de Europa, la creación de esta Comunidad de la Energía, y su posterior integración en el Mercado Interior de la Energía comunitario prevista para 2015, constituye un incentivo para una potencial adhesión a la Comunidad Europea. De hecho, como ha puesto de manifiesto la CE en múltiples ocasiones, *“la cooperación regional es un elemento esencial del proceso de estabilización y asociación que guía el avance de los países de los Balcanes Occidentales hacia la adhesión a la UE”*⁴⁷³. Además, los mercados energéticos de los países que conforman esta región presentan, en muchas ocasiones, una problemática común que requiere el esfuerzo de todos para afrontarla. Así, abordar problemas a nivel regional como la dominancia de los mercados de energía por empresas públicas de energía verticalmente integradas, la alta dependencia de la importación de hidrocarburos, el precio de la energía y la estructura tarifaria ineficiente, la falta de transparencia regulatoria, la falta de personal cualificado en el sector energético o los obstáculos al transporte de energía producidos por infraestructuras

Asesor compuesto por tres abogados expertos en la materia y el Consejo de Reguladores que emitirán una opinión en los casos de incumplimiento que hayan sido sometidos a la decisión del Consejo Ministerial. Hasta 2011, este mecanismo se ha utilizado en contadas ocasiones (sólo seis procedimientos) y han surgido importantes discrepancias en la resolución de asuntos referidos a ámbitos similares, lo que ha cuestionado la eficacia del citado mecanismo.

⁴⁷³ Comunicación de la Comisión, al Parlamento Europeo y al Consejo *“Estrategia y retos principales de la ampliación (2009-2010)”*, Bruselas, 14.10.2009, COM (2009) 533 final, p. 7.

inadecuadas⁴⁷⁴, entre otros, permite aprovechar de forma más eficiente los recursos disponibles y mejorar el clima para atraer inversiones extranjeras⁴⁷⁵.

En cambio, la UE contempla este proceso de integración regional con una perspectiva bien distinta. La creación de la Comunidad de la Energía, y su potencial incorporación al mercado energético europeo, extiende sus beneficios en términos de competitividad, sostenibilidad y seguridad energética, fortalece su papel como actor en el mercado energético mundial y, sobre todo, refuerza su posición política frente a otros socios energéticos como Rusia. Por otro lado, esta potencial ampliación es clave para alcanzar el objetivo de reforzar la seguridad de suministro de energía mediante la diversificación del *mix* energético⁴⁷⁶, de los lugares de aprovisionamiento y de las rutas para el suministro de energía, ya que se encuentra en una ubicación estratégica para las conexiones con el Norte de África, Oriente Medio y la región del Caspio (reforzándose aún más esta posición estratégica en el caso de que finalmente Turquía acceda a la membresía de esta Comunidad). Además, el *espíritu de solidaridad* recientemente incorporado por el Tratado de Lisboa, y la obligación de asistencia mutua en caso de suspensión del suministro de energía, cobra especial relevancia aplicado a este contexto⁴⁷⁷.

⁴⁷⁴ Los beneficios de esta dimensión regional se ponen claramente de manifiesto en el caso de las infraestructuras, construidas en su mayoría en los años 60 y 70 con la tecnología propia del Bloque del Este, y deterioradas en gran parte a raíz de los conflictos bélicos producidos en la región en los años 90. La inversión necesaria para promover la interconexión energética regional sería sustancialmente inferior a la necesaria si se remodelaran las infraestructuras a nivel nacional, para su posterior interconexión a nivel regional. A este respecto, véase: IEA/OECD, *Energy in the Western Balkans: The Path to Reform and Reconstruction*, París, 2008, p. 16 y ss.

⁴⁷⁵ Para un análisis más extenso de los avances producidos en la región y los obstáculos todavía existentes véase: Council of European Energy Regulators (CEER), *The South East Europe Natural Gas Market*, Final Version, 10.02.2005; M. Pollitt, *Evaluating the evidence on electricity reform: lessons for the SEE market*, Utilities Policy 17 (2009), p. 13-23; *Impediments to Gas Trading in South South East Europe*, Price Waterhouse and Coopers, 2008, disponible en: <http://www.pwc.at>; los informes anuales elaborados por la Secretaría de la Comunidad de la Energía *Report on the implementation of the acquis under the treaty establishing the Energy Community*, January 2010, disponible en www.energy-community.org; y el informe elaborado por la CE en cumplimiento del art. 7 de la Decision 2006/500/EC sobre el Tratado de la Comunidad de la Energía, Brussels, 10.3.2011, COM(2011) 105 final. Disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0105:FIN:EN:PDF>

⁴⁷⁶ La transposición de las provisiones del Paquete Verde reforzará la producción de energías renovables en la región y ayudará a mitigar la dependencia energética del exterior.

⁴⁷⁷ De hecho, algunos han querido ver un guiño en este sentido en el propio texto del Tratado, cuyo capítulo IV, titulado *Asistencia mutua en caso de perturbación*, prevé un mecanismo conjunto para buscar soluciones al citado problema.

Last but not least, el trasfondo que subyace en este proceso de integración regional, en cuanto a extender el modelo regulatorio del mercado interior comunitario a otros países de su entorno (“*market governance*”), constituye una herramienta esencial en la definición de una Política Energética Exterior Comunitaria. Así lo puso de manifiesto en su día el Alto Representante Javier Solana, en su documento “*Paper from Commission/SG/HR for the European Council: An external policy to serve Europe’s energy interests*”⁴⁷⁸, en el que se ponía el acento en la diversificación y en el funcionamiento eficiente de los mercados de energía, como puntos clave para reforzar la seguridad energética en Europa, premisas que han sido reiteradas por las distintas instituciones europeas⁴⁷⁹. De hecho, en la Segunda Revisión Estratégica propuesta por la CE en noviembre de 2008 se ponía de relieve la necesidad de crear un área regulatoria común, y reconocía la necesidad de promover las relaciones internacionales sobre la base de unos principios compartidos o valores comunes derivados de una Política Energética comunitaria común, y se afirmaba que “*el proceso de ampliación puede contribuir de forma decisiva a la aplicación generalizada del acervo comunitario en el sector de la energía, de acuerdo con los objetivos de seguridad energética de la UE, así como a la seguridad de los países candidatos a la adhesión*”.

No obstante, esta estrategia llevada a cabo por la UE de actuar como agente normativo en otros países (“*policy-shaping*”), dirigida a moldear sus valores nacionales e implantar el modelo regulatorio del mercado interior europeo, ha suscitado importantes críticas⁴⁸⁰. Algunos autores consideran que, a día de hoy, la UE todavía no funciona como un mercado energético único con lo que, difícilmente, puede aspirar a extender dicho

⁴⁷⁸ Ref. S160/06.

⁴⁷⁹ Como cita literalmente el Alto Representante: “*this could be achieved by the EU extending its own energy market to include its neighbors within a common regulatory area with shared trade, transit and environmental rules. More widely, the EU should advocate reciprocity in market opening and respect for market rules: non discrimination, competition, transparency and enforcement*”.

Por su parte, la CE afirmaba en su documento de Conclusiones del Consejo Europeo informal de Lahti de 20 de octubre de 2006 “*It is important rapidly to build up relations with strategically important neighbours of the Union. Member States need to support the ongoing bilateral and regional energy cooperation partnerships with the main EU energy partners, including the gradual extension of the principles of the internal energy market through the European Neighbourhood Policy and the efficient use of all financial instruments which the EU, the European Investment Bank, the European Bank for Reconstruction and Development and other international financial institutions can put at the disposal of the EU’s energy security*”. Fuente: EU Presidency Press release, 11 October 2006.

⁴⁸⁰ A este respecto véase: G. Escribano, “*¿Europeización sin Europa? Una reflexión crítica sobre la Política de Vecindad para el Mediterráneo*”, Documento de Trabajo del Real Instituto Elcano nº 23-2005, Área de Economía y Comercio Internacional, publicado el 11 de mayo de 2005; y R. Youngs, “*Europe’s External Energy Policy: between geopolitics and the market*”, 278 CEPS Working Document, November 2007.

modelo fuera de sus fronteras sin haberlo implantado internamente con anterioridad. Además, algunos países productores, como Rusia, Argelia o los países árabes, se han mostrado reacios ante esta pretendida “*europización de los corredores energéticos*”⁴⁸¹. Por otro lado, al analizar los cinco primeros años de andadura de este proceso regulatorio, la CE ha detectado importantes carencias que obligan a rediseñar la estrategia, en cuanto a la forma de acometer las reformas regulatorias por las Partes Contratantes que permita culminar el proceso de creación de un mercado energético único a nivel regional y que pueda, en un futuro, integrarse en el mercado energético europeo.

En cuanto a las carencias detectadas, la CE pone el acento en la necesidad de pasar de la teoría (de los compromisos políticos) a la práctica (a la efectiva implementación del acervo comunitario en la Comunidad de la Energía⁴⁸²) en ámbitos concretos como la efectiva implantación de la Oficina de Subastas Coordinadas de energía eléctrica (en el ámbito de las iniciativas regionales de la UE⁴⁸³), cuestión en la que se ha puesto de manifiesto las rencillas política, étnicas y religiosas todavía existentes en la región. El segundo aspecto destacado a abordar en este nuevo planteamiento es la necesidad de atraer inversión extranjera a la región para financiar el proceso de modernización de las infraestructuras energéticas existentes y reforzar las interconexiones de forma que puedan contribuir a garantizar la seguridad energética en la UE. A este respecto, la Comunidad de la Energía ha identificado una serie de proyectos de infraestructuras de carácter prioritario, en particular en el sector gasista⁴⁸⁴, que requieren inversiones urgentes, especialmente a nivel privado, que a día de hoy siguen siendo escasas. Además, la existencia de subsidios en los mercados de energía en algunos Estados Parte, mantienen el precio de la energía

⁴⁸¹ A este respecto, véase G. Escribano, “*Entre el mercado y la geopolítica: seguridad de abastecimiento y corredores energéticos en la UE*”, Información Comercial Española (ICE), nº 842 (mayo-junio 2008).

⁴⁸² En este sentido, véase: EC Press Release, “*Energy Community – Five years of regional cooperation*”, 21 October 2011, (Ref. IP/11/1223).

⁴⁸³ Concretamente, la octava región de la Iniciativa Regional de Electricidad (South East Europe) se encuentra actualmente bajo el marco institucional de la Energy Community, a diferencia de lo que ocurría anteriormente que se encontraba en el ámbito de trabajo del desaparecido Grupo Europeo de Reguladores de Electricidad y Gas (Energy Regulatory Group on Electricity and Gas –ERGEG-). Más información disponible en: http://www.energycommunity.org/portal/page/portal/ENC_HOME/AREAS_OF_WORK/ELECTRICITY/Regional_Market/8th_Region.

⁴⁸⁴ Para más información véase el estudio “*The future of the natural gas market in South East Europe*”, patrocinado por el Banco Mundial y el Kreditanstalt für Wiederaufbau, disponible en: <http://go.worldbank.org/ZM7XE8RM10>.

eléctrica en el mercado mayorista por debajo del nivel del coste de modernización de las infraestructuras, lo que desincentiva el ahorro energético y la realización de inversiones en eficiencia energética.

En base a lo expuesto, la CE propone un nuevo enfoque en la estrategia llevada a cabo por la Comunidad de la Energía sustentada en tres pilares: reforzar la efectiva implementación del *acquis communautaire* mediante la creación de mecanismos efectivos de cumplimiento de las normas, la implementación del *Tercer Paquete* de energía y las disposiciones recogidas en las Directivas sobre energías renovables⁴⁸⁵ y eficiencia energética⁴⁸⁶ como motor para impulsar su integración en el mercado único europeo y el desarrollo de una estrategia de inversiones coordinada a nivel regional, que permita la realización de las infraestructuras necesarias para mejorar la interconexión de la UE con la región de la Comunidad de la Energía⁴⁸⁷, de modo que contribuyan a la consecución de los objetivos marcados en la Estrategia Europea comunitaria para 2020⁴⁸⁸.

Por ello, cada vez es más unánime la opinión de que una política basada únicamente en la ampliación del alcance del Mercado Interior de la UE, no basta para garantizar una seguridad energética duradera y, por tanto, la UE necesita ampliar su enfoque técnico y contemplar todos los aspectos relacionados con la Política Energética de los países productores. Este nuevo enfoque debería combinar tanto la integración del mercado, como las realidades geopolíticas de la seguridad energética, e incluir los principios de mercado dentro del alcance de los acuerdos estratégicos que, a su vez, sirven para fomentar la modernización política en estos terceros países.

⁴⁸⁵ Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC.

⁴⁸⁶ Directive 2006/32/EC of the European Parliament and of the Council of 5 April 2006 on energy end-use efficiency and energy services and repealing Council Directive 93/76/EEC.

⁴⁸⁷ Como parte del paquete de infraestructuras prioritarias en materia de energía para 2020, la CE ha incluido como parte de sus corredores energéticos las interconexiones con los países del Sudeste de Europa ("*NSI East Electricity; NSI East gas*") y, en particular, las interconexiones de Italia con Montenegro, Albania y Croacia, como parte de su estrategia de diversificación de los suministros de energía.

⁴⁸⁸ Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: Energy 2020 A strategy for competitive, sustainable and secure energy (COM/2010/0639 final).

Pasemos a analizar cómo se ha planteado esta y otras cuestiones en el entorno euro-mediterráneo.

IV.2.2. La cooperación euro-mediterránea y el proceso de Barcelona: ¿éxito o fracaso?

La región del Mediterráneo representa el 9% de la demanda energética mundial. Actualmente se consumen en esta zona 990 millones de toneladas de barriles equivalentes de petróleo y la previsión para 2030 es que la cuota permanezca estable, según el estudio *"Perspectivas Energéticas en el Mediterráneo"* elaborado por el Observatorio Mediterráneo de la Energía (OME) en 2008⁴⁸⁹.

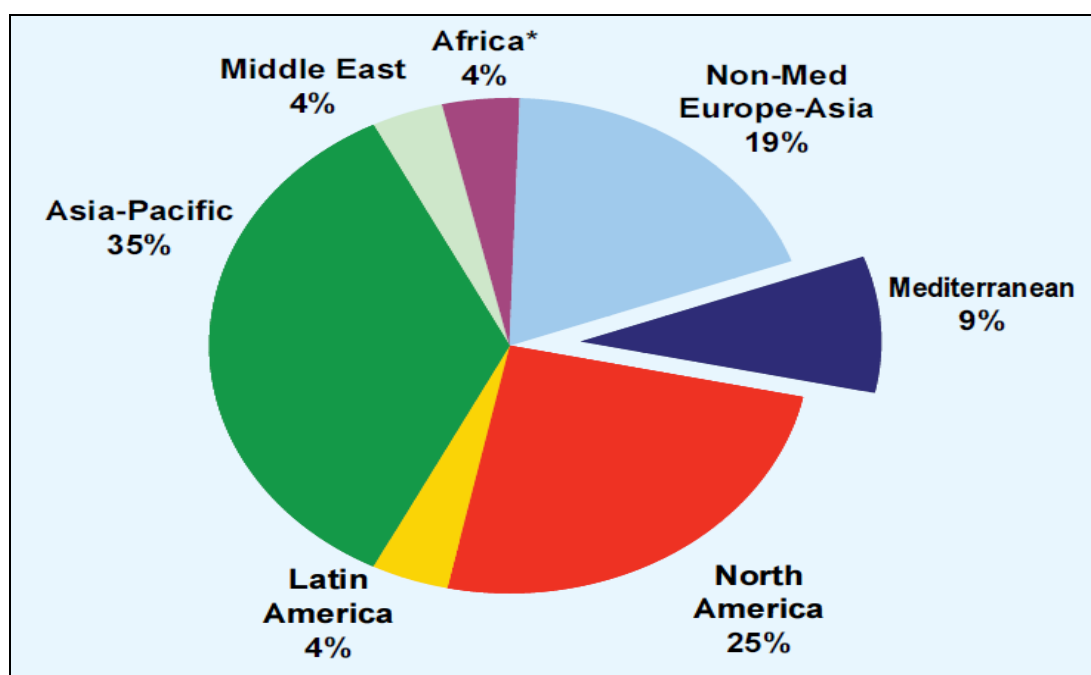


Figura 31. Consumo de energía mundial en 2005 por regiones.
Fuente: OME - BP Statistical Review of World Energy (2006).

⁴⁸⁹ Disponible en:
http://www.ome.org/en/component/docman/doc_download/50-mep1.html.

Por otro lado, una de las características fundamentales de la zona es la abundancia de hidrocarburos en los países del sur como Argelia, Libia⁴⁹⁰ o Egipto, lo que permite el suministro a terceros países en unas condiciones económicas más favorables que en otras regiones del mundo. Además, se prevé que la producción de energía eléctrica crezca en los próximos años de manera exponencial hasta alcanzar los 3.289 Tw/hora en 2030, para lo que habrá que instalar 372 Gw adicionales. En esta producción de electricidad, las energías renovables representan un papel cada vez más importante gracias a las características de la zona, marcada por el alto número de horas de sol y por la fuerza del viento en algunos territorios. Según un estudio realizado en el ámbito del “*Proyecto de Integración de los Mercados Energéticos Euro-mediterráneos (MED-EMIP)*”⁴⁹¹, y financiado por la UE, las fuentes de energía renovables serán las que más crezcan en los próximos años gracias a los incentivos políticos y los avances tecnológicos. Además, se espera que estas energías experimenten un ritmo de crecimiento medio de, al menos, el 3,5% anual y que en 2030 representen el 11% de la demanda.

⁴⁹⁰ El inicio de la guerra de Libia ha planteado un problema específico en la zona, como es la cuestión del petróleo rebelde, por el que ante la negativa por parte de la Comunidad Internacional para financiar las actividades de los rebeldes, el Consejo Nacional de Transición (CNT) que los representa optó por intentar vender el petróleo libio a compañías europeas que tenían contratos suscritos con antiguas empresas libias con el fin de obtener financiación para la lucha contra el régimen de Gadafi. En este sentido, véase: G. Escribano, “*Energía en el Norte de África: vectores de cambio*”, Documento de Trabajo 13/2011, Área: Programa de Energía y Cambio Climático, Real Instituto Elcano, 6 de julio de 2011, p. 15.

⁴⁹¹ “*Market Potential and Financial Impact of Solar Power Generation in Mediterranean Partner Countries*”, Final Draft, April 2010, MEDRING Update Study Volume III, Euro-Mediterranean Energy Market Integration Project. Disponible en: http://ec.europa.eu/energy/international/studies/doc/2010_04_medring_vol3.pdf.

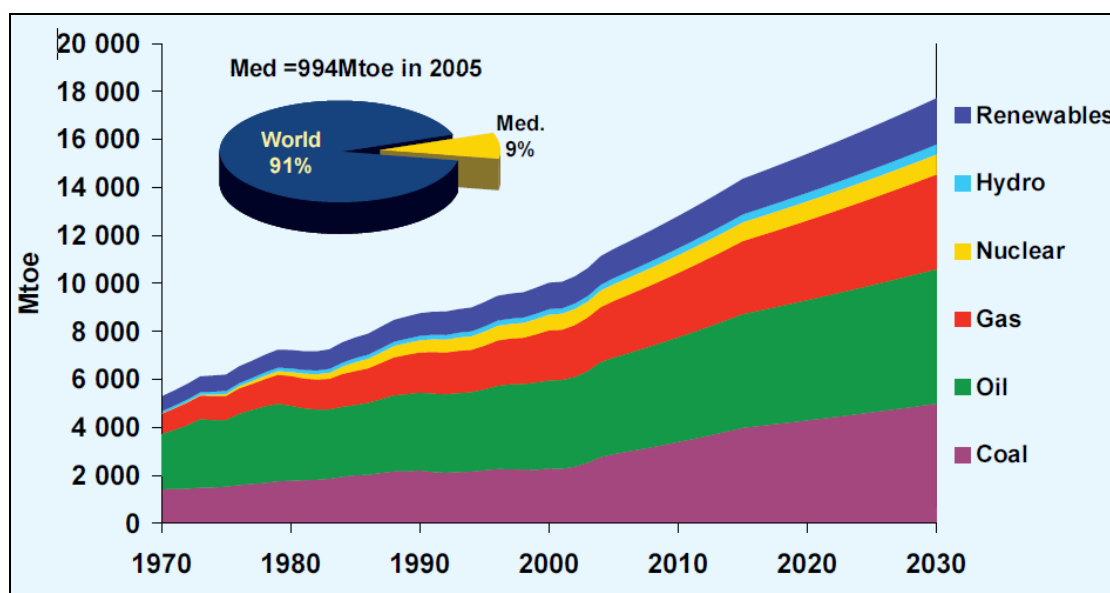


Figura 32. Previsión de la evolución de la demanda de energía en el Mediterráneo por tecnologías.
Fuente: OME (2008).

Teniendo en cuenta estos datos, la CE ya expresó en su día que la energía es un sector de colaboración importante con los países mediterráneos, principalmente por dos razones vinculadas a la seguridad de abastecimiento energético de la UE⁴⁹²:

- La importancia geográfica de los países socios: los países mediterráneos se benefician de la proximidad geográfica con la UE, importador de energía, y con los países exportadores hacia la UE como, por ejemplo, los países del Golfo y del Cáucaso. Esta proximidad permite ahorrar costes y tiempo de transporte y facilita la logística con respecto a otras regiones proveedoras, como el Golfo Pérsico cuyas *commodities* tienen que cruzar el Canal de Suez para llegar a territorio comunitario.
- Las grandes reservas de petróleo y gas de algunos países socios ofrecen una seguridad de abastecimiento muy importante para la UE, que depende ampliamente de fuentes de energía externas.

⁴⁹² Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo, del 7 de marzo de 2001, "Aumentar la cooperación euro-mediterránea en los sectores del transporte y la energía". COM/2001/0126 final.

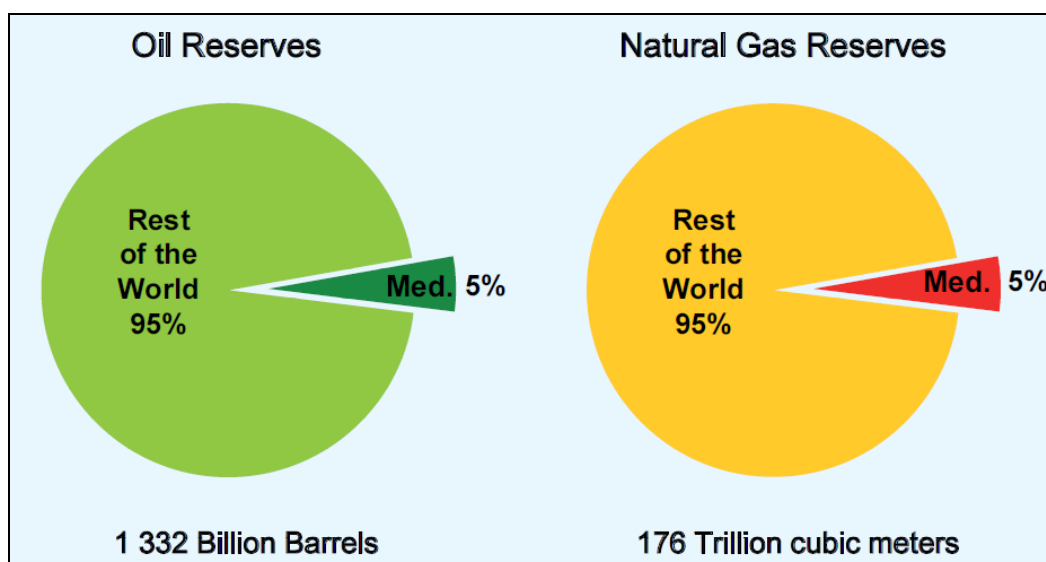


Figura 33. Porcentaje de las reservas de hidrocarburos de la región mediterránea.

Fuente: Oil & Gas Journal (2008).

La estabilidad política que ha imperado en la región en los últimos años⁴⁹³, y la progresiva apertura de sus mercados energéticos a la inversión extranjera, ha jugado en favor del cambio en la visión que tenía Europa de las relaciones con los países mediterráneos, que pasaron de ser considerados meros exportadores de energía a estrechar lazos con ellos como socios estratégicos para garantizar el suministro energético en Europa⁴⁹⁴.

⁴⁹³ Esta estabilidad política se ha visto alterada por las revueltas populares acontecidas en el Norte de África y Oriente Medio desde comienzos de 2011, y que han afectado de forma sustancial a sus relaciones internacionales, dada la fuerte dependencia de la comunidad internacional de sus recursos energéticos. Para un análisis más extenso de esta cuestión, véase: H. A. Fernández, “*Relaciones internacionales del Golfo: intereses, alianzas, dilemas y paradojas*”, ARI 48/2011, Real Instituto Elcano, publicado el 8 de marzo de 2011; G. Escribano, “*Cambio político y económico en el mundo árabe: algunas implicaciones para España*”, ARI 49/2011, Real Instituto Elcano, publicado el 9 de marzo de 2011; A. Sorroza, “*La UE ante los procesos de cambio en el Mediterráneo: una oportunidad para articular una política coherente con sus intereses y principios*”, ARI 41/2011, Real Instituto Elcano, publicado el 22 de febrero de 2011.

⁴⁹⁴ Esta afirmación encuentra en el caso de Argelia su principal sustento. En 1988, Argelia era un país al borde de la quiebra económica que se vio obligado a renegociar una deuda externa que le asfixiaba, y aplicar un duro programa de ajuste estructural que originaría un rápido deterioro de las condiciones de vida de la población y el cuestionamiento del modelo de reparto de la renta del petróleo que había existido hasta entonces. Ante las revueltas populares que se registraron en el mes de octubre de ese año, el régimen del partido único reaccionó con una apertura política que pareció cristalizar en un proceso de transición a la democracia, y de profundización de las reformas económicas, para pasar de una economía de planificación central a una economía de mercado.

Este devenir político estaba muy ligado a los vaivenes del sector del petróleo. Los efectos de los dos primeros *shocks del petróleo* se tradujeron, a mediados de los años ochenta, en un cambio de rumbo en el sector petrolero internacional y en un nuevo escenario internacional caracterizado por una lenta, pero progresiva, sustitución del petróleo en beneficio del gas, un fuerte descenso de los precios del crudo –tanto en términos nominales como reales– y una importante pérdida de protagonismo de los Estados productores en la escena petrolera internacional. Las consecuencias de estos cambios en un país exportador de crudo como

Particularmente, las relaciones que tradicionalmente había mantenido la UE con los países de la ribera del Mediterráneo experimentaron un importante salto cualitativo en los años noventa, en una época en la que el continente europeo estaba presenciando importantes cambios políticos derivados de acontecimientos de gran calado⁴⁹⁵. La desmembración de la Unión Soviética, la caída del muro de Berlín (1989) y la reunificación alemana, la Guerra del Golfo (1991) y su negativa repercusión en las relaciones con los países árabes, el golpe de Estado en Argelia (1992) y el conflicto con Marruecos, la creciente radicalización del islamismo y la guerra de los Balcanes, entre otros, llevaron a la UE a replantearse sus relaciones con los vecinos del este y, especialmente, con los países ribereños del Mediterráneo.

Argelia no se hicieron esperar. En 1986, se promulgó una nueva Ley de Hidrocarburos que abrió la puerta a nuevos tipos de contratos con los inversores extranjeros y les redujo la fiscalidad. Sin embargo, la nueva ley seguía limitando la actividad de los inversores extranjeros. Éstos quedaban excluidos de los yacimientos de petróleo que Sonatrach (principal empresa pública monopolística de hidrocarburos) ya estaba explotando y comercializando, así como de todos los yacimientos de gas y toda la actividad relacionada con el transporte y comercialización de los hidrocarburos (el *downstream* petrolero), monopolio de Sonatrach. En 1991 se modificó de nuevo la Ley de Hidrocarburos lo que supuso una nueva reducción de la fiscalidad y la apertura a los inversores extranjeros a los yacimientos de petróleo y gas tradicionalmente explotados por el gigante argelino. Por último, la nueva Ley de Hidrocarburos de 2005 culminaba el proceso de liberalización del mercado energético argelino, en tanto que el Estado renunciaba a la gestión directa del sector de los hidrocarburos y, por ende, se separaba al Estado de Sonatrach, convirtiendo a esta en una empresa puramente comercial, consolidaba el papel del regulador argelino CREG (Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz) y creaba la “*Agencia para la valorización de los recursos del sector de los hidrocarburos*” (ALNAFT) y la “*Autoridad de regulación de los hidrocarburos*”; además, convertía la extracción de hidrocarburos en una merca actividad comercial, sujeta a la regulación internacional, y suprimía los monopolios permitiendo a las empresas extranjeras poder desarrollar esta actividad sin necesidad de involucrar a Sonatrach y, fiscalmente, se diseñaba un sistema basado en la producción más que en los beneficios.

Esta política aperturista de Argelia se reflejó en la firma del Acuerdo de Asociación con la UE en septiembre de 2005, por el que se establecía un área de libre comercio entre ambas partes, y en dos proyectos de gasoductos que conectaban a Argelia con España e Italia: por un lado el gasoducto *Medgaz*, que conectaría España (desde Almería) y Argelia, y el gasoducto *Galsi*, que conectaría Italia con Argelia a través de Cerdeña. Por su parte, el gasoducto *Medgaz* cuenta con una capacidad inicial de 8.000 millones m³ al año y transporta gas natural desde Beni-Saf (en la costa argelina) hasta Almería, con una longitud de 210 kilómetros -sumergidos sobre el lecho mediterráneo- y una profundidad máxima de 2.160 metros. Desde Argelia, este gasoducto enlaza con el gasoducto HASSI R'MEL-BENI SAF, gestionado por Sonatrach, y en España conecta con el gasoducto Almería-Albacete de ENAGAS; estas interconexiones facilitarán su integración en el sistema gasista español y europeo. En este proyecto participa Sonatrach, Cepsa, Iberdrola, Endesa y Gaz de France y ha entrado en funcionamiento en marzo de 2011.

Por otro, el gasoducto *Galsi* comenzará su construcción durante 2012 y su finalización está prevista para 2016; contará con una longitud de 1.470 kilómetros. Este proyecto permitirá reforzar las capacidades del actual gasoducto *Enrico Mattei*, que transporta el gas argelino hacia Italia a través de Túnez. Una vez concluido podrá suministrar directamente a Italia vía la isla de Cerdeña un volumen anual de 8.000 millones de metros cúbicos de gas. El consorcio *Galsi* está integrado por siete sociedades, teniendo la argelina Sonatrach el 41% de las acciones, seguida de Edison Gas, con el 20%, Enel Power con el 15%, Sfors con el 11% y el Gruppo Hera con el 10%.

⁴⁹⁵ Desde la firma del Tratado de Roma (1967) las relaciones entre la UE y los países del Mediterráneo se habían basado en acuerdos comerciales enmarcados en el ámbito de la Política Global Mediterránea y, desde 1990, en el marco de la Política Mediterránea Renovada, iniciativa promovida por el comisario Abel Matutes.

Y España no perdió la oportunidad de liderar esta iniciativa organizando en Barcelona la primera Conferencia Ministerial Euro-Mediterránea durante los días 27 y 28 de noviembre de 1995⁴⁹⁶, en la que participaron los quince Ministros de Asuntos Exteriores de los Estados miembros de la UE y de los doce terceros países mediterráneos siguientes: Argelia, la Autoridad Palestina, Chipre, Egipto, Israel, Jordania, Líbano, Malta, Marruecos, Siria, Túnez y Turquía⁴⁹⁷.



Figura 34. Mapa del Proceso de Barcelona.

Fuente: Euromed (2008).

En esta conferencia nació el Partenariado Euro-Mediterráneo, también conocido como el Proceso de Barcelona, que supuso el inicio de una nueva fase en las relaciones comunitarias con los países de la cuenca mediterránea y sentó las bases de un proceso que debía contribuir al establecimiento de un marco multilateral de diálogo y cooperación entre

⁴⁹⁶ Suele afirmarse que una de las principales contribuciones de España a la Política Exterior europea ha sido su impulso de las relaciones euro-mediterráneas. Desde su adhesión a las entonces Comunidades Europeas, España fue consciente que para hacer frente a los retos de la región (pobreza, autoritarismo, conflictos regionales, fundamentalismo religioso, flujos migratorios) se necesitaban mecanismos multilaterales y, además, era necesario involucrar a todos los países europeos. Es por ello que, junto a otros países mediterráneos de la Unión, impulsó iniciativas como el Diálogo 5+5 en el Mediterráneo Occidental (1995) o la idea de celebrar una Conferencia de Seguridad y Cooperación en el Mediterráneo (1990). Este activismo acabó desembocando en la celebración en 1995, bajo Presidencia española de la UE, de la primera Conferencia Euro-Mediterránea en Barcelona.

⁴⁹⁷ Se invitó a participar en esta primera conferencia a la Liga de los Estados Árabes y la Unión del Magreb Árabe (UMA), así como a Mauritania (en calidad de miembro de la UMA).

la UE y los terceros países mediterráneos⁴⁹⁸. En este sentido, los Ministros de Asuntos Exteriores expresaron su determinación para que la paz, la estabilidad y la seguridad de la región fuesen un activo común entre los países ribereños y, para lograrlo, la UE propuso dos instrumentos prioritarios: el establecimiento de una zona de libre comercio y el programa MEDA⁴⁹⁹.

El objetivo último perseguido en este proceso, basado en el establecimiento de una zona común de estabilidad y codesarrollo en el Mediterráneo, se concretó con la adopción

⁴⁹⁸ El diseño de un marco más efectivo de cooperación para hacer frente a los retos regionales no era el único motivo que subyacía tras el activismo mediterráneo de España. El gobierno de entonces pretendía reequilibrar la prioridad meridional y oriental de la Política Exterior europea. También aspiraba a articular un marco de actuación en el que pudiera desempeñar un papel importante, aumentando así su prestigio tanto entre los socios europeos como entre los del sur y este del Mediterráneo. Finalmente, aspiraba a trasladar a la agenda negociadora europea algunos temas delicados de sus relaciones bilaterales con países de la cuenca mediterránea, especialmente con Marruecos, destacando la cuestión territorial (reclamación marroquí sobre la soberanía de Ceuta y Melilla) así como la delicada cuestión pesquera, de gran calado para economías como la canaria o la andaluza.

Tras el debilitamiento de la posición de España en este proceso de asociación regional con el nuevo proyecto francés de la Unión para el Mediterráneo, algunos autores han visto en las revueltas populares de comienzos de 2011 una oportunidad para recuperar su influencia en la región, y definir sus objetivos estratégicos generales, en función de sus prioridades de Política Exterior. A este respecto, véase: A. Echagüe, *“Es hora de que España lidere la Política Mediterránea de la UE”*, nº 54 FRIDE, abril 2011, pp. 4-6; E. Barbé Izuel, L. Mestres i Camps, E. Soler i Lecha, *“La política mediterránea de España: entre el Proceso de Barcelona y la Política Europea de vecindad”*, Revista Cidob d'Afers Internacionals nº 79-80, Diciembre 2007, p. 35-51; E. Soler i Lecha, *“España y el Mediterráneo: En defensa del Proceso de Barcelona”*, Monografías del Observatorio de Política Exterior Europea, núm. 4: *España en Europa 2004-2008*, Institut Universitari d'Estudis Europeus, Bellaterra (Barcelona), Febrero 2008; S. Florensa, *“España y el Mediterráneo”* Anuario del Mediterráneo, IEMed/Fundació CIDOB, Barcelona, 2006; M. Hernando de Larramendi, *“La politique étrangère de l'Espagne envers le Maghreb: De l'adhésion à l'Union européenne à la guerre contre l'Iraq (1986-2004)”*, L'Anée du Maghreb 2004, CNRS éditions, París, 2006; J. Núñez, *“Las relaciones euromediterráneas tras la cumbre de Barcelona”*, Memorando OPEX, núm. 5, 2006; J. Prat, *“La Asociación Euromediterránea ¿Quo Vadis Barcelona”*, Monografías del CESEDEN: Una década del Proceso de Barcelona: evolución y futuro, número 86, abril 2006, pp. 353-388; E. Soler i Lecha, *“El Mediterráneo tras la cumbre de Barcelona, la necesidad de una voluntad política ampliada”*, Serie Mediterráneo núm. 5: El Mediterráneo tras la Cumbre de Barcelona, Fundació CIDOB, Barcelona, junio 2006; J. A. Núñez Villaverde, *“La política española hacia la Asociación Euromediterránea”*, libro monográfico *“La Asociación Euromediterránea: una década después”*, FRIDE & Real Instituto Elcano, enero de 2005, pp. 119-127, disponible en: www.fride.org.

⁴⁹⁹ El programa puesto en marcha en 1996 (MEDA I) con la entrada en vigor del Reglamento 1488/96 y modificado posteriormente en 2000 (MEDA II), permitía a la Unión Europea (UE) aportar una ayuda financiera y técnica a los siguientes países del sur del Mediterráneo: Argelia, Chipre, Egipto, Israel, Jordania, Líbano, Malta, Marruecos, Siria, Territorios Palestinos, Túnez y Turquía. El programa MEDA sustituyó a los distintos protocolos financieros bilaterales existentes con los países de la cuenca mediterránea. Se inspiraba en los programas Phare y Tacis en términos de transparencia e información. Posteriormente, se creó una línea presupuestaria para financiar este programa y lograr sus objetivos, en concreto, el programa MEDA II, dotado con 5.350 millones de euros para el período 2000-2006. Finalmente, estas ayudas comunitarias se incorporaron al IEVA, que aglutina todos los instrumentos financieros de asistencia comunitaria a los países vecinos y asociados. A este respecto, véase: G. Joffe, *“La inversión extranjera en el contexto de la Asociación Euromediterránea”*, Capítulo 2 del libro monográfico *“La Asociación Euromediterránea: una década después”*, FRIDE & Real Instituto Elcano, enero de 2005, pp-39-50, disponible en: www.fride.org.

de la Declaración de Barcelona, que divide sus objetivos de cooperación en ámbitos de actuación⁵⁰⁰: la cooperación política y de seguridad, a través de la definición de un espacio común de paz y estabilidad; la cooperación económica y financiera, a través de la creación de una zona de prosperidad compartida; y la cooperación en los ámbitos social, cultural y humano, a través del desarrollo de los recursos humanos, del fomento de la comprensión entre las culturas y de los intercambios entre las sociedades civiles. A comienzos de 2005 se decidió incorporar una nueva área de cooperación en materia de justicia y asuntos de interior, incluida en la Cumbre de Barcelona celebrada ese mismo año.

De esta forma, se configuraba un proceso multilateral en el marco de un contexto regional, articulado en una extensa red de relaciones bilaterales entre la UE y cada país tercero mediterráneo y materializado a través de los Acuerdos de Asociación⁵⁰¹. La *Asociación Euro-Mediterránea* se proyecta, por tanto, en dos niveles diferentes de actuación: el bilateral, mediante la adopción con cada uno de sus socios mediterráneos de los Acuerdos de Asociación, intentando, por otra parte, adaptarse a la especificidad de cada uno y a sus necesidades particulares (dadas las grandes diferencias y el desigual grado de desarrollo de los países mediterráneos); y el regional, en la medida en que se pretende fomentar un diálogo euro-mediterráneo que potencie a su vez la cooperación, también regional, en los ámbitos político, económico y cultural.

Según se establece en la propia Declaración, la *Asociación Euro-Mediterránea* no tiene por objeto sustituir las demás acciones e iniciativas emprendidas en favor de la paz, la

⁵⁰⁰ En el preámbulo de la Declaración, los participantes expresaron su voluntad de superar el bilateralismo clásico que venía impregnando las relaciones euro-mediterráneas y conferir a dichas relaciones una dimensión nueva, fundada en una cooperación global y solidaria. Además, ese marco multilateral y duradero se asienta en un *espíritu de asociación*, que respeta las especificidades propias de cada uno de los participantes y es, además, complementario de un refuerzo de las relaciones bilaterales.

⁵⁰¹ La UE ha celebrado Acuerdos de Asociación con todos sus socios MED, los cuales han entrado en vigor, a excepción del acuerdo con Siria. A este respecto se pronunció el PE en su Recomendación del Parlamento Europeo, de 20 de enero de 2011, destinada al Consejo sobre las negociaciones con vistas a un acuerdo marco entre la Unión Europea y Libia, P7_TA (2011) 0020. Estos acuerdos han contribuido a duplicar las exportaciones de los países Euromed a la UE desde 1995, y han reducido el déficit comercial de la región con la UE al 10% de su comercio total. En 2007, las exportaciones de la UE a los países MED se elevaron a aproximadamente 120.000 millones de EUR, es decir, el 9,7% del total de las exportaciones de la UE, y las importaciones de los países MED representaron alrededor del 7,5% del total de las importaciones de la UE, por un valor de 107.000 millones de EUR. Las exportaciones de la UE a los países MED han crecido una media anual del 8% desde mediados de la década de 1990, un incremento del valor de las exportaciones de aproximadamente el 250% entre 1995 y 2007. Las mayores tasas de crecimiento anual medio corresponden a Cisjordania y Gaza, aunque partían de un nivel bajo, seguidas por Turquía, Marruecos, Jordania y Argelia. Entre los países MED, Turquía ocupa una posición especial debido a su unión aduanera con la UE, su estatus de país candidato a la UE y su importante peso demográfico.

estabilidad y el desarrollo de la región⁵⁰². Los participantes apoyan la realización de un arreglo pacífico, justo, global y duradero en Oriente Medio, basado en las Resoluciones pertinentes del Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas y los principios mencionados en la carta de invitación a la Conferencia de Madrid sobre la paz en Oriente Medio, incluido el principio de “*los territorios por la paz*”.

Desde la Conferencia de Barcelona de 1995, se han celebrado otras siete Conferencias Euro-Mediterráneas de Ministros de Asuntos Exteriores: en Malta en abril de 1997, en Stuttgart en abril de 1999⁵⁰³, en Marsella en noviembre de 2000, en Bruselas los días 5 y 6 de noviembre de 2001, en Valencia los días 22 y 23 de abril de 2002, en Nápoles los días 2 y 3 de diciembre de 2003 y en Luxemburgo los días 30 y 31 de mayo de 2005. Asimismo, se han celebrado reuniones oficiosas de los Ministros de Asuntos Exteriores en Palermo en junio de 1998 y en Lisboa en mayo de 2000 (grupos de reflexión o *think tank*).

La séptima Conferencia Euro-Mediterránea de los Ministros de Asuntos Exteriores, celebrada en Luxemburgo los días 30 y 31 de mayo de 2005 (“Barcelona VII”), permitió evaluar los resultados alcanzados y estudiar las orientaciones generales del futuro de la Asociación Euro-Mediterránea⁵⁰⁴. Asimismo, se preparó la reunión extraordinaria de alto

⁵⁰² La Asociación Euro-Mediterránea es el principal marco de relaciones políticas, económicas y sociales, de diálogo y de cooperación regional del Mediterráneo. Se trata, además, del único foro que reúne a todos los actores de la región ya que congrega a 38 miembros, entre los países de la Unión Europea, los candidatos a ingresar en ella y los socios del Mediterráneo.

⁵⁰³ En la conferencia de Stuttgart, Libia estuvo presente por primera vez en calidad de invitado especial de la Presidencia. Asistió también a las conferencias de Marsella, Bruselas y Valencia. Ahora tiene estatuto de observador.

⁵⁰⁴ En sus primeros diez años de funcionamiento, la Asociación Euro-Mediterránea logró cumplir numerosos objetivos. En su dimensión política, logró promover el diálogo y la cooperación en aras de una mayor estabilidad y seguridad en el ámbito mediterráneo, consiguiendo la participación de varios países euro-mediterráneos en iniciativas propuestas por la Política Europea de Seguridad y Defensa (PESD). En el ámbito económico los esfuerzos de cooperación de la Unión Europea han supuesto el desembolso de casi 9.000 millones de euros para los Acuerdos de Asociación y los programas de cooperación MEDA para proyectos de diversos tipos, tales como infraestructuras de agua en Jordania y control de la desertificación regional, entre muchos otros. Por su parte, el BEI ha aportado una cantidad similar en préstamos para apoyo al sector privado. También se han dado importantes pasos hacia el cumplimiento del objetivo de un área de libre comercio en el Mediterráneo para el año 2010. Los Acuerdos de Asociación entre la UE y los países de la ribera sur han permitido grandes avances en la liberalización comercial y en el volumen de intercambios en la región. Asimismo, la Asociación Euro-Mediterránea ha promovido la creación de instancias de deliberación, como la Asamblea Parlamentaria Euro-Mediterránea, que reúne periódicamente a 240 legisladores de las dos riberas. La puesta en marcha de la Fundación Anna Lindh para el Diálogo entre las Culturas, inaugurada en 2005 en Alejandría y la constitución de la Universidad Euro-Mediterránea en Eslovenia en 2008 suponen un gran avance en el desarrollo de intercambios culturales en el Mediterráneo, a través de la participación activa de distintas organizaciones de la sociedad civil. Por último, en el ámbito de justicia e interior, destaca el Código de Conducta Euro-Mediterráneo para la lucha contra el terrorismo y las conclusiones ministeriales de Albufeira sobre emigración. Para un estudio monográfico sobre esta cuestión, véase: H.A. Fernández, R. 324

nivel que tendría lugar en Barcelona del 27 al 29 de noviembre de 2005 para conmemorar el décimo aniversario de la Asociación y definir una serie de actuaciones para el futuro, que fueron finalmente incluidas en Plan de Trabajo de cinco años del Partenariado para el período 2006-2010, destinado a fomentar las relaciones políticas, económicas y socio-culturales en toda la región.

Respecto a la cooperación euro-mediterránea en materia de energía, en la Declaración de Barcelona de 1995 se reconoce que el sector energético tiene una función clave (...) en el Partenariado Euro-Mediterráneo y, por ello, se apuesta por *“profundizar e intensificar el diálogo en el ámbito de las políticas energéticas (...) para crear el contexto propicio para la inversión y las actividades de las compañías energéticas, cooperando para permitir a estas compañías expandir sus redes energéticas y fomentar las interconexiones”*. No obstante, no fue hasta el año 2003 cuando se realizaron importantes avances en este ámbito, en concreto con ocasión de la Conferencia Ministerial Euro-Mediterránea de la Energía de Atenas, de 21 de mayo del 2003, donde se aprobaron los siguientes objetivos:

- Impulsar reformas en los países de la costa sur mediterránea con vistas a su integración gradual en los mercados de gas y electricidad euro-mediterráneos.
- Desarrollar las interconexiones Sur-Sureste-Norte y el Norte-Sur.
- Promover las fuentes de energía renovables y apoyar el proceso de Kioto.
- Promover una gestión más eficiente de la demanda energética.
- Armonizar las reglas y estándares, así como los sistemas de información y las estadísticas usadas en el sector de la energía.

En la siguiente Conferencia Ministerial celebrada en Roma el 1 de diciembre de 2003, los participantes se reafirmaron en su decisión de contribuir en la implementación de los compromisos adquiridos y, como resultado, suscribieron los siguientes acuerdos:

Youngs “La Asociación Euromediterránea: una década después”, FRIDE & Real Instituto Elcano, enero de 2005, disponible en: www.fride.org.

- 1) el Protocolo de Acuerdo para la progresiva integración de los mercados de la electricidad de Argelia, Marruecos y Túnez (*Magreb*) en el Mercado Interior de la Electricidad de la UE⁵⁰⁵;
- 2) la Declaración de Intenciones de cooperación Europa-*Mashrek* (Jordania, Libia, Egipto y Líbano) en el sector del gas natural⁵⁰⁶;
- 3) el Acuerdo de principios generales de cooperación Israel-Palestina en el ámbito de la gestión de la demanda de energía y en las energías renovables;
- 4) la Declaración de intenciones de establecer la Plataforma Euro-Mediterránea de la Energía de Roma (REMEP⁵⁰⁷), una iniciativa de los gobiernos de la región que pretende establecer un terreno común para la intensificación de la colaboración euro-mediterránea en temas de energía entre los países de la cuenca mediterránea.

Durante la celebración del III Foro Euro-Mediterráneo de la energía, que tuvo lugar en Palma de Mallorca los días 30 de noviembre y 1 y 2 de diciembre de 2006, los participantes ratificaron su compromiso de promover una progresiva aproximación de las políticas energéticas e integración de los mercados de electricidad y de gas natural, así como el desarrollo de las interconexiones correspondientes y de modelos regulatorios energéticos que incentiven las inversiones y las transacciones intra-mediterráneas⁵⁰⁸.

⁵⁰⁵ El 20 de junio de 2010, Argelia, Túnez y Marruecos adoptaron con la UE un plan de acción de cinco años (2010-2015), que prevé la armonización de las legislaciones del sector de electricidad para permitir la integración progresiva de los mercados de los tres países del Magreb con los de la Unión Europea. La decisión se adoptó en el Consejo Ministerial entre la UE y la Unión del Magreb Árabe (UMA), que se celebró en Argel, y el que se analizó la integración del mercado magrebí de electricidad con el de la Unión Europea, y en la que participó el Comisario de Energía, Günter H. Oettinger. A este respecto, véase: http://www.enpi-info.eu/mainmed.php?id=25&id_type=10.

⁵⁰⁶ Este proyecto afectaba a países como Egipto, Jordania, Líbano y Siria, y se le dotó con una asignación presupuestaria de 7 millones de Euros para el periodo 2008-2010. El Centro euro-árabe para la Cooperación en el Mercado de Gas (*Euro-Arab Mashreq Gas Market Cooperation Centre*) se estableció en Damasco, y se concedió al proyecto EAMGM II (*Euro-Arab Mashreq Gas Market Project*) una nueva dotación de 5 millones de euros para el periodo 2010-2013. En esta segunda fase del proyecto también participan Irak y Turquía como miembros. Para más información consúltese: http://www.enpi-info.eu/mainmed.php?id_type=10&id=302; http://ec.europa.eu/europeaid/documents/case-studies/neighbourhood_eura-arab_gas_market_en.pdf

⁵⁰⁷ La Conferencia Ministerial de Atenas había acordado la creación de una Secretaría permanente en Roma que prestara soporte logístico al proceso de seguimiento y promoción de la cooperación energética en el contexto euro-mediterráneo. Esta Plataforma Euro-Mediterránea de la Energía de Roma está compuesta por la CE y los gobiernos de Argelia, Austria, Palestina, Bélgica, Bulgaria, Chipre, Egipto, Francia, Jordania, Israel, Italia, Líbano, Marruecos, Rumania, España, Hungría, Túnez y Turquía, así como por el Banco Europeo de Inversión. Para más información, consultar: <http://www.remep.org>

⁵⁰⁸ A este respecto véase el documento de conclusiones de la citada reunión, disponible en: <http://www.enerclub.es/es/frontCacheReportAction.do?jsessionid=B3ECA2AFDBB163B89AAA3D5E87C45AEF?action=viewCategory&idCategoryToShow=41&publicationID=1000047175>.

En aras a la consecución de estos objetivos, con ocasión de la Conferencia Ministerial de Energía en Limassol (Chipre) el 17 de diciembre de 2007, los Ministros de Energía de la región acordaron un Plan de Acción Prioritario para el periodo 2008-2013, presentado por la CE, con el objeto de contribuir a alcanzar una energía segura, sostenible y competitiva en la región. Las tres prioridades de dicho Plan de Acción 2008-2013 son:

- garantizar un mayor grado de armonización de los mercados energéticos y legislaciones y buscar la integración de los mercados energéticos de la región mediterránea;
- avanzar en un desarrollo sostenible en el sector energético;
- desarrollar iniciativas de interés común en áreas clave como la extensión de las infraestructuras, financiación de las inversiones, investigación y desarrollo.

Para materializar estos objetivos, se seleccionaron las siguientes acciones concretas prioritarias en el ámbito de la cooperación en materia de energía, que fueron incluidas en el Documento de estrategia regional (2007-2013) y Programa indicativo regional (2007-2010) para la Asociación Euromediterránea⁵⁰⁹:

- la integración progresiva del mercado del gas del Magreb en el mercado de la UE y posible ampliación del Tratado de la Comunidad de la Energía para abarcar a los países del Magreb;
- la creación progresiva de un mercado del gas y de la electricidad del *Mashrek* y su interconexión con la UE, los Balcanes y los países candidatos;
- la integración progresiva de los mercados israelí/palestino de la electricidad y del gas y su integración en el mercado de la electricidad y el gas del *Mashrek*;
- la gestión de la demanda energética y el desarrollo sostenible;
- la integración progresiva de los mercados libios de la energía con los países vecinos;
- las posibles interconexiones en la dirección Sur-Sur.

⁵⁰⁹ El documento de estrategia regional se encuentra disponible en:
http://ec.europa.eu/world/enp/pdf/country/enpi_euromed_rsp_summary_es.pdf

Dado que la principal intención de este Partenariado es promover la apertura económica de los países mediterráneos a la competencia de los mercados internacionales, además de lo expuesto, se requiere llevar a cabo importantes reformas institucionales, privatizaciones, dinamización de los mercados locales, promoción de la cooperación regional, todo ello con el fin último de favorecer la inversión privada y extranjera y, por ende, el crecimiento y estabilización de los países implicados⁵¹⁰.

Así, en los primeros diez años transcurridos desde el inicio del Proceso de Barcelona, los efectos de esta política se tradujeron en:

- La progresiva apertura de las economías de los países del Sur del Mediterráneo y, en particular, de los sectores energéticos de estos países, así como de los flujos de inversiones atraídos por el sector energético en su doble vertiente: producción de energía y financiera o de renta⁵¹¹.
- La implicación activa del Banco Europeo de Inversiones en la financiación de las grandes infraestructuras energéticas, junto con la clasificación de prioritarios de varios proyectos de infraestructuras energéticas, por parte de la DG ENER de la UE⁵¹².

⁵¹⁰ A este respecto, véase el folleto informativo de los proyectos que se encuentran en marcha en la región del Mediterráneo: *“Projects in Action: regional cooperation through the eyes of journalists in the South”*, EuroAid, 2011. Disponible: <http://www.enpi-info.eu/medportal/publications/468/Projects-in-Action:-cooperation-through-the-eyes-of-journalists-in-the-South>

⁵¹¹ La apertura de los sectores energéticos de la región mediterránea está siendo progresiva y la creación de la Zona de Libre Comercio ha contribuido en este proceso. No obstante, algunos países comenzaron esta política aperturista con anterioridad a la celebración de la Conferencia de Barcelona de 1995. Este es el caso de Argelia que comenzó este proceso a comienzo de los años 90 y, posteriormente, se consolidó en 1994, con la implantación de un Plan de Ajuste Estructural auspiciado por el FMI. En cambio, otros países como Egipto y Libia están iniciando este proceso. A este respecto, véase: E. Kienle, *“¿Es posible una reforma política mediante una reforma económica? Los países del sur del Mediterráneo diez años después de la Declaración de Barcelona”*, Libro monográfico *“La Asociación Euromediterránea: una década después”*, FRIDE & Real Instituto Elcano, enero de 2005, pp. 25-39, disponible en: www.fride.org; G. Escribano, *“Una agenda energética para Libia: seguridad, reconstrucción y gobernanza”*, ARI 139/2011, Real Instituto Elcano, 17/10/2011.

⁵¹² El volumen de inversiones por parte del BEI en proyectos de infraestructuras energéticas en los países mediterráneos se puede consultar en: <http://www.eib.org/projects/loans/regions/mediterranean-countries/index.htm>; <http://www.eib.org/projects/pipeline/sectors/energy.htm>

- El surgimiento, bajo el paraguas del Partenariado Euro-Mediterráneo, de estructuras institucionales que aúnan los intereses de los actores energéticos de la región. Las más relevantes son el Observatorio Mediterráneo de la Energía (OME⁵¹³) que agrupa las compañías energéticas del Sur y del Norte del Mediterráneo, la Plataforma Euro-Mediterránea de la Energía (REMPEP) creada en Roma en el año 2003, el Foro de Energía Euro-Mediterráneo que agrupa a actores gubernamentales y empresariales del sector y la Asociación de Reguladores Mediterráneos para la Electricidad y el Gas (MEDREG)⁵¹⁴.

Todo esto se ha materializado en el desarrollo de un número significativo de infraestructuras energéticas, principalmente gasistas, en la región del Mediterráneo que han servido para contrarrestar la dependencia rusa por parte de la UE.

⁵¹³ “*L’Observatoire Méditerranéen de l’Énergie*” es una asociación creada en 1988 con el objetivo principal de promover la cooperación y la colaboración entre las principales compañías del sector energético que desarrollan su actividad en la cuenca mediterránea. La asociación es un centro de estudios y de información sobre la energía en el Mediterráneo a la vez que un punto de reflexión y un lugar de encuentro permanente entre sus miembros. Las empresas españolas miembro de la esta asociación son Endesa, Unión Fenosa, Gas Natural, Cepsa, Red Eléctrica e Iberdrola. La sede del OME está en Nanterre, Francia. Los objetivos del OME son:

- Contribuir al desarrollo de asociaciones regionales dando a sus miembros la oportunidad de intercambiar experiencias y compartir su “know-how” en el uso nacional de la energía, el desarrollo de fuentes de energía renovables y la protección del medioambiente, tanto a nivel local como internacional en lo que respecta a la energía.
- Representar a sus miembros en organismos internacionales, y defender sus puntos de vista sobre cualquier acción en favor del uso nacional de las fuentes nacionales y la protección del medioambiente.
- Cooperar en asuntos de intercambio de datos entre los miembros de la asociación y entre organismos internacionales.
- Asistir a los países de la región mediterránea en la creación e implementación de políticas de conservación de la energía.
- Llevar a cabo acciones o estudios sobre asuntos de interés Mediterráneo o subregional, en relación con la conservación de la energía.
- Asegurar la disseminación de información sobre la utilización nacional de la energía y de las fuentes de energía renovables a nivel regional.
- Trabajar sobre propuestas conjuntas y enviarlas a las autoridades nacionales.
- Colaborar con el objeto de obtener los fondos necesarios para la creación de programas o proyectos conjuntos.
- Establecer lazos de cooperación con organizaciones e instituciones regionales e internacionales.
- Organizar eventos a nivel Mediterráneo en el ámbito de sus actividades.

Para una información más completa véase: <http://www.ome.org>.

⁵¹⁴ Para consultar la actividad desarrollada en el seno de esta asociación regional de reguladores de energía, véase: <http://www.medreg-regulators.org>

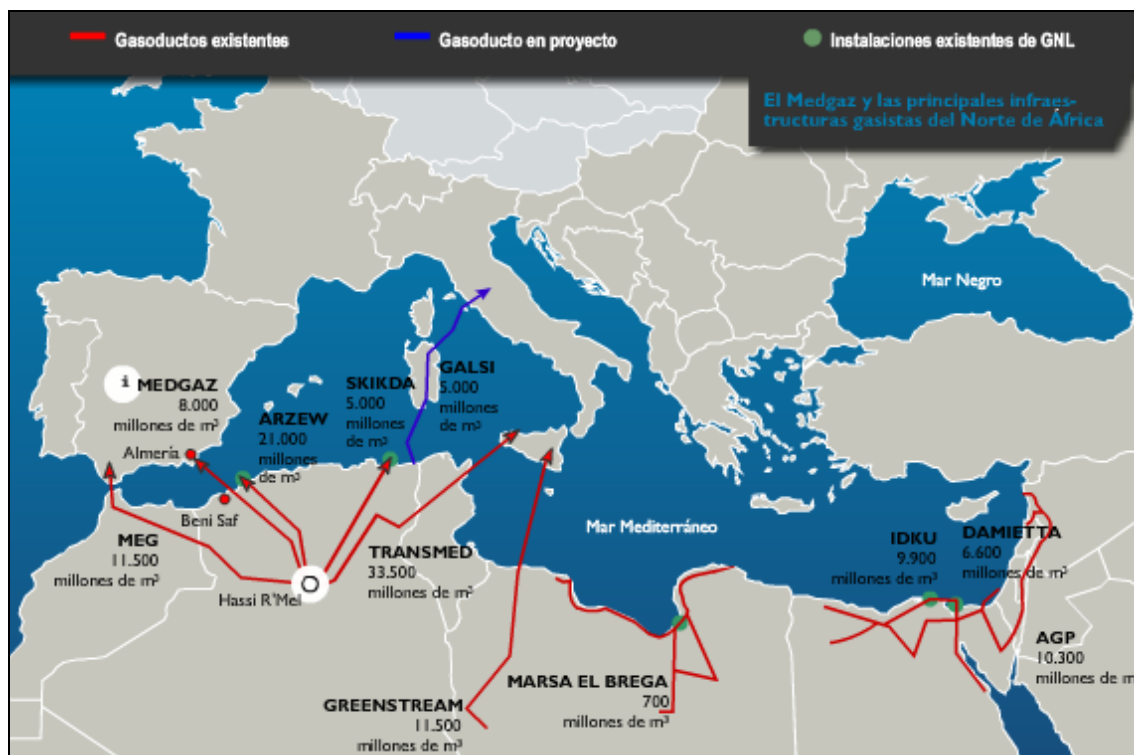


Figura 35. Mapa de las principales infraestructuras gasistas del norte de África.
Fuente: MEDGAS y Revista Entrelíneas, n° 23, REE (2012).

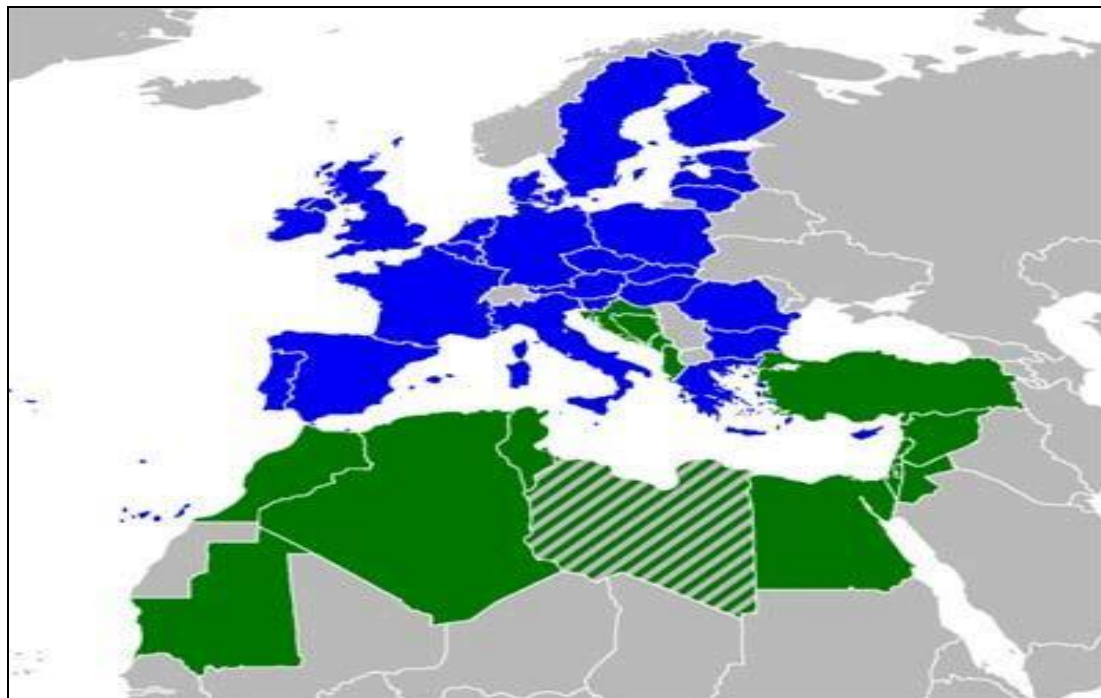
Pero el verdadero impulso al Proceso de Barcelona se produjo cuando la Presidencia francesa de la UE daba sus primeros pasos en el segundo semestre de 2008, y durante la conmemoración de la Fiesta Nacional en París se celebró la Cumbre por el Mediterráneo el 13 de julio de 2008. En esta reunión se adoptó una Declaración Conjunta⁵¹⁵ en la que se establecía el marco institucional del denominado “Proceso de Barcelona: Unión por el Mediterráneo” (UpM)⁵¹⁶, que amplía el número de actores implicados a 43 Estados ya que engloba a todos los Estados miembros de la UE y a la CE, así como a los demás países miembros y observadores de la Asociación Euro-Mediterránea, esto es, Mauritania, Marruecos, Argelia, Túnez, Egipto, Jordania, Autoridad

⁵¹⁵ Disponible en:

http://www.eu2008.fr/webdav/site/PFUE/shared/import/07/0713_declaration_de_paris/Declaration_du_sommet_de_Paris_pour_la_Mediterranee-FR.pdf.

⁵¹⁶ Hasta esa fecha, los intereses políticos de Francia en la ribera mediterránea no estaban definidos debido su escasa involucración en la Asociación Euro-Mediterránea, iniciativa tradicionalmente impulsada por España e Italia. Para un análisis más extenso de esta cuestión, véase: A. R. Rubio Plo, “La política mediterránea de Francia: del imperio latino de Alexandre Kojève al neogaullismo de Henri Guaino”, Análisis del Real Instituto Elcano n° 86/2008, Área de Economía y Comercio Internacional, publicado el 5 de agosto de 2008; B. Khader, “Unión Mediterránea: ¿bonitas palabras o buena idea?”, Política Exterior, n° 122, marzo-abril de 2008, pp. 65-80; M. J. Sabina Oliver, “Cooperación Euromediterránea: una Unión mediterránea para escépticos”, RERI n° 1, julio 2009, pp. 164-175.

Palestina, Israel, Líbano, Siria, Turquía y Albania; así como a otros Estados ribereños del Mediterráneo como Croacia, Bosnia y Herzegovina, Montenegro y Mónaco.



*Figura 36. Mapa de la Unión por el Mediterráneo.
Fuente: Comisión Europea (2010).*

La Unión por el Mediterráneo se integra en el marco de las políticas y programas comunitarios de la Asociación Euro-Mediterránea y se propone un triple objetivo: la cooperación política; el principio de corresponsabilidad en la conducción de las relaciones multilaterales; y el diseño de proyectos regionales y subregionales más concretos y visibles para los ciudadanos de la región⁵¹⁷.

517 Según se pone de manifiesto en la Comunicación de la CE al PE y al Consejo “*El Proceso de Barcelona: Unión para el Mediterráneo*” (Bruselas, 20.5.2008, COM (2008) 319 final): la Unión para el Mediterráneo “(...) *vendrá a complementar las relaciones bilaterales que la UE mantiene con estos países, que seguirá en sus marcos de acción actuales, como la Política Europea de Vecindad y, en el caso de Mauritania, en el del grupo de los Estados de África, Caribe y Pacífico. Completará también la dimensión regional de la política de ampliación de la UE, que engloba las negociaciones de adhesión y el proceso de preadhesión. Además, quedará garantizada su coherencia y complementariedad con la estrategia UE – África*”. Sin embargo, los comienzos de esta iniciativa no estuvieron ausentes de polémica. La llegada en mayo de 2007 a la presidencia de la República Francesa de Nicolás Sarkozy decidió el posicionamiento del gobierno francés hacia un cuestionamiento mayor del Proceso de Barcelona al proponer como referencia el modelo alternativo denominado “Unión Mediterránea” anticipado en el programa electoral de la campaña de Sarkozy. Esta iniciativa fue criticada desde la CE y por gobiernos de países como España e Italia, principales valedores del Proceso de Barcelona, pero también por Alemania y otros miembros de la Unión Europea no ribereños. El gobierno de Turquía, país cuya solicitud de entrada en la Unión Europea no había contado con el apoyo de Sarkozy, también expresó su desacuerdo con la propuesta. Finalmente, las gestiones diplomáticas permitieron

En el aspecto funcional, la Comunicación propone la celebración de Cumbres bianuales de los Jefes de Estado y de Gobierno⁵¹⁸; un sistema de co-presidencias Norte-Sur, ejercida por un representante de la UE y por un representante de un país socio mediterráneo⁵¹⁹; un Comité de Altos Funcionarios⁵²⁰; un Comité Conjunto Permanente para la gobernanza institucional, constituido por representantes de los Estados miembros de la UE, de los socios mediterráneos y de la CE⁵²¹; y una Secretaría permanente paritaria, compuesta por funcionarios en comisión de servicio encargados de la identificación, examen y seguimiento de los proyectos⁵²². La Asamblea Parlamentaria del Mediterráneo

un primer acuerdo entre Sarkozy y los jefes de los gobiernos español e italiano, José Luis Rodríguez Zapatero y Romano Prodi, en diciembre de 2007, y poco después con la canciller alemana Angela Merkel.

⁵¹⁸ En las Cumbres bianuales se adopta una declaración política y una lista de proyectos regionales para llevar a cabo. Las conclusiones de las Cumbres definen las prioridades estratégicas y un programa de trabajo para los siguientes dos años. Las reuniones anuales de Ministros de Asuntos Exteriores revisan el progreso de la aplicación de las conclusiones de las Cumbres, preparan las siguientes reuniones y, si fuera necesario, aprueban nuevos proyectos. El país anfitrión de las Cumbres es designado por consenso.

⁵¹⁹ La Co-presidencia, ejercida por uno de los Estados miembros de la UE y uno de los países socios mediterráneos, pretende mejorar el equilibrio y la corresponsabilidad de la cooperación. Está previsto que su duración sea de dos años y su nombramiento se realiza por consenso. Se establece que la copresidencia europea sea compatible con la representación exterior de la UE. Esta fórmula de la copresidencia se aplica a las Cumbres, a todas las Reuniones Ministeriales, a las reuniones del Comité de Altos Funcionarios y a las reuniones de expertos ad-hoc, y para el periodo 2010-2012 se acordó que este cargo lo ocuparan Francia y Egipto.

⁵²⁰ El Comité de Altos Funcionarios tiene por misión tratar todos los aspectos de la iniciativa, evaluar los progresos alcanzados en los diferentes ámbitos, incluidas las cuestiones hasta ahora tratadas por el Comité Euromed, y preparar las Reuniones Ministeriales. Se reúnen de manera regular y someten el programa de trabajo anual a las Reuniones Ministeriales, así como las líneas directrices de los proyectos y sus criterios de evaluación.

⁵²¹ El Comité Conjunto Permanente tiene su base en Bruselas y está formado por los Consejeros de las Representaciones Permanentes ante la UE. Este Comité colabora en la preparación y seguimiento de las reuniones de Altos funcionarios. También tratará las cuestiones hasta ahora competencia del Comité Euromed, que dejará de existir. Podrá actuar como mecanismo de reacción rápida en caso de situación excepcional en la región.

⁵²² Barcelona fue escogida como sede de la Secretaría de la Unión por el Mediterráneo (UpM) en el marco de la Conferencia euro-mediterránea de Ministros de Asuntos Exteriores celebrada los días 3 y 4 de noviembre de 2008 en Marsella. La Secretaría tiene un papel clave dentro de la arquitectura institucional: es la encargada de dar un nuevo impulso a este proceso en términos de identificación, seguimiento, promoción de proyectos y búsqueda de socios. Trabaja de manera coordinada con todas las estructuras del proceso y prepara los documentos de trabajo necesarios para las instancias decisorias. En virtud de sus Estatutos, aprobados el 3 de marzo de 2010 durante la reunión del Comité de Altos Funcionarios celebrada en Barcelona, la Secretaría de la Unión por el Mediterráneo tiene personalidad jurídica propia.

Su mandato es de naturaleza técnica y es responsable de examinar las iniciativas de los proyectos e informar al Comité Conjunto Permanente y al Comité de Altos Funcionarios sobre su funcionamiento y analiza la evolución de manera coordinada con los Estados miembros y los socios que hayan financiado los proyectos. Una vez aprobadas las prioridades, la Secretaría trabajará sobre la base de las líneas directrices marcadas por el Comité de Altos Funcionarios. La Secretaría cuenta con un Secretario General y seis Secretarios Generales adjuntos, elegidos por consenso por el Comité de Altos Funcionarios, sobre la base de una propuesta de los socios euro-mediterráneos y de una primera selección presentada por la copresidencia y la Comisión Europea, después de consultar a todos los socios. La duración de su mandato es de tres años, y

332

(*Parliamentary Assembly of the Mediterranean* - PAM⁵²³) refuerza, asimismo, su posición como escenario de diálogo parlamentario e instancia consultiva para el desarrollo de la asociación.

Esta estructura institucional fue desarrollada unos meses más tarde en noviembre de 2008, con ocasión de la celebración de la Conferencia Ministerial de Asuntos Exteriores de Marsella, con la creación de una Asamblea Regional y Local Euro-Mediterránea (ARLEM), integrada por cuarenta y dos cargos electos a escala local y regional de la UE y cuarenta y dos de los países socios.

La ARLEM⁵²⁴ pretende facilitar los encuentros entre los entes territoriales de las tres orillas del Mediterráneo, crear redes sólidas para el intercambio de buenas prácticas y brindar a los representantes de los entes locales y regionales de la Asociación Euro-Mediterránea la posibilidad de entablar un diálogo directo con las instituciones de la Unión por el Mediterráneo y las instituciones europeas. Y, para este fin, la CE propuso la

podrá ser prorrogada una sola vez para un período máximo de tres años. En la conferencia de Marsella se decidió que el primer Secretario General proviniera de uno de los países de la orilla sur. En este sentido, el 27 de enero de 2010 el Sr. Ahmad Masa'deh, hasta ahora Embajador de Jordania ante la Unión Europea y la OTAN, fue nombrado Secretario General de la Unión por el Mediterráneo para su primer mandato. Por lo que se refiere a los Secretarios Generales adjuntos, representantes de Israel, la Autoridad Nacional Palestina, Malta, Grecia, Italia y Turquía ocupan estos cargos para el periodo 2010- 2015. La Secretaría cuenta con funcionarios de los Estados miembros, designados por el Secretario General y los Secretarios Generales adjuntos, en función de criterios de competencia y equilibrio geográfico. Los gastos de funcionamiento de la Secretaría son financiados mediante una subvención de funcionamientos repartida de manera equilibrada entre los socios euro-mediterráneos (sobre una base voluntaria) y el presupuesto comunitario. La financiación comunitaria provendrá de los recursos existentes en el marco del Instrumento Europea de Vecindad y Asociación (ENPI-IEVA). El Comité de Altos Funcionarios adoptará el presupuesto anual de la Secretaría a propuesta del Secretario General y de los Secretarios Generales adjuntos.

⁵²³ La decisión de establecer la "*Parliamentary Assembly of the Mediterranean*" (PAM) está basada, entre otras, en la voluntad de tratar temas de preocupación común para promover y mejorar la confianza entre los Estados mediterráneos de modo que se garantice la seguridad y estabilidad regional y promover la paz. Por tanto, su misión se centra en reafirmar el papel clave de los miembros de la organización a la hora de tratar sus intereses comunes y preocupaciones compartidas a través de un Foro creado especialmente a esos efectos. A través de la PAM, se trata de reforzar el diálogo político y el entendimiento entre sus Estados miembro, y esto se puede conseguir por medio de los siguientes mecanismos: incentivando y construyendo confianza entre los Estados del Mediterráneo; garantizando la seguridad y estabilidad regional y mediante la promoción de la paz; consolidando los compromisos de los Estados mediterráneos; presentando opiniones y recomendaciones a los parlamentos y gobiernos nacionales, organizaciones regionales y foros internacionales.

La PAM tiene su sede en Malta y cuenta con veinticinco Estados miembros y cuatro Estados asociados, entre los que se encuentran: Albania, Argelia, Bosnia-Herzegovina, Croacia, Chipre, Egipto, Francia, Antigua República Yugoslava de Macedonia, Grecia, Israel, Italia, Jordania, Líbano, Libia, Malta, Mónaco, Montenegro, Marruecos, Palestina, Portugal, Serbia, Eslovenia, Siria, Túnez y Turquía (excepcionalmente España no participa en esta institución). Para más información, véase: <http://www.apm.org.mt>.

⁵²⁴ La reunión constitutiva de ARLEM se celebró en Barcelona los días 20 y 21 de enero de 2010.

asignación de fondos adicionales a los programas MEDA e IEVA, a través de la financiación de proyectos regionales⁵²⁵.

Transcurridos tres años de la creación de la Unión por el Mediterráneo resulta importante evaluar su efecto sobre el Proceso de Barcelona. El año 2010 constituyó un hito clave en este proceso regional, ya que marcaba el final de su primer período de aplicación y, por tanto, la fecha límite para el logro de uno de los principales objetivos establecidos por la Declaración de Barcelona en 1995, esto es, la puesta en marcha de la Zona de Libre Comercio en el Mediterráneo.

El gran desafío al que se enfrenta el actual sistema de toma de decisiones de la Unión por el Mediterráneo radica en su capacidad para alcanzar el máximo nivel de implicación y de participación equilibrada entre los países socios. Dentro de esta nueva institucionalización, a la Secretaría y Co-presidencia les fueron otorgadas las funciones centrales, con la intención de fomentar la participación equilibrada de los socios europeos y mediterráneos. En particular, llegar a un acuerdo sobre la persona que debería ocupar el puesto de Secretario General llevó un año entero y, transcurrido tan sólo un año de su nombramiento, dimitió en enero de 2011⁵²⁶. Y también su duración en el cargo fue efímera ya que, en enero de 2012, fue reemplazado por el, hasta entonces, Embajador marroquí en París, Mr. Fathallah Sijilmassi. Por otro lado, los seis Secretarios Generales adjuntos debían ser nombrados antes de la Cumbre de Jefes de Estado celebrará en Barcelona en 2010 la cual no pudo llegarse a celebrar en dos ocasiones (en junio y noviembre de 2010) por tensiones ligadas al proceso de paz en Oriente Medio, que provocan una mayor presión

⁵²⁵ Como se puso de manifiesto anteriormente, entre 2000 y 2006 la CE apoyó el Proceso de Barcelona a través de su línea presupuestaria de MEDA. Desde 2007, se ha prestado ayuda bajo la línea presupuestaria del Instrumento de la Política Europea de Vecindad (IEVA) para los países del Mediterráneo, y se ha puesto a disposición de los ocho países socios del Proceso de Barcelona 4.600 millones de euros en programas bilaterales y regionales de cooperación. En 2007, con cargo al IEVA, la CE puso 1.300 millones de euros adicionales a disposición de los diez países socios.

⁵²⁶ Con el fin de paliar esta problemática y reforzar la estructura institucional de la Unión por el Mediterráneo, el 17 de enero de 2011, el entonces Secretario General de la Unión por el Mediterráneo, Ahmad Masa'deh, y Philippe de Fontaine Vive, Vicepresidente del Banco Europeo de Inversiones (BEI), responsable del FEMIP, firmaron un memorando de cooperación para establecer una estrecha colaboración en la región mediterránea en las áreas de desarrollo económico, social y sostenible, en relación con las prioridades de la UpM. El memorando de cooperación tiene por objeto la aplicación de una estrategia global y regional de desarrollo político y de negocio en el Mediterráneo, dirigida a crear una región euro-mediterránea próspera y sostenible, mediante el impulso del desarrollo socio-económico y las inversiones del sector privado. Fuente: Secretaría de la Unión por el Mediterráneo. Documento disponible en: <http://www.ufmsecretariat.org/wp-content/uploads/2011/01/Final-Statement-MoU-between-EIB-UfMS-.pdf>.

sobre el proceso de toma de decisiones. Además, han surgido importantes dificultades a la hora de adoptar acuerdos relevantes en las Cumbres y reuniones mantenidas. Así, no se pudo alcanzar ningún acuerdo sobre la Estrategia del Agua del Mediterráneo, que debía haber sido adoptada en Barcelona en abril de 2010, ni sobre el turismo en la Conferencia ministerial de mayo 2010.

Por otro lado, el impacto del Tratado de Lisboa sobre la estructura de la Unión por el Mediterráneo está aún por determinar⁵²⁷. En particular, la Declaración final de la Conferencia Ministerial celebrada en Marsella estableció que *“para la UE, la co-presidencia debe ser compatible con la representación exterior de la Unión Europea, de conformidad con lo previsto en el Tratado vigente”*, añadiendo que esto incluye el papel de la Presidencia y el de la Comisión Europea en la representación externa de la UE. Por su parte, la Comunicación de la Comisión del 20 de mayo de 2008⁵²⁸ fue aún más específica, afirmando que *“del lado de la UE, la Presidencia corresponderá al Presidente del Consejo Europeo y al Presidente de la Comisión (a nivel de Jefes de Estado y de Gobierno) y al Alto Representante/Vicepresidente de la CE, a nivel de Ministros de Asuntos Exteriores”*. En virtud del Tratado de Lisboa, la duración de la Presidencia es de dos años y medio. En cambio, el Co-Presidente de la Unión por el Mediterráneo no perteneciente a la UE será nominado por consenso para un período de dos años. Estas diferencias en términos de duración y de estado (elección frente a designación por consenso) pueden obstaculizar aún más el proceso de toma de decisiones. Además, las funciones de las co-presidencias deberán ser definidas en conjunción con sus vínculos con las Presidencias de la UE y el Servicio Europeo de Servicio Exterior.

Del mismo modo, las funciones y la complementariedad de la Secretaría de la UpM y de la CE no han sido identificadas claramente aún. Como ya se ha mencionado, la Unión por el Mediterráneo integra una serie de actividades y de proyectos ya existentes, la mayoría de ellos administrados por la CE (un ejemplo notable es la iniciativa Horizonte 2020 sobre descontaminación). En cualquier caso, la Comisión seguirá desempeñando un papel primordial en las relaciones bilaterales de los Países Socios del Mediterráneo a través de las negociaciones de preadhesión y de adhesión, la Política Europea de Vecindad (PEV)

⁵²⁷ A este respecto, véase: V. Garrido, J.M. López Bueno, *“Política Euromediterránea: el Mediterráneo tras el Tratado de Lisboa”*, Universidad Francisco de Vitoria, Madrid, 2010; S. Florensa, *“La Unión por el Mediterráneo: retos y ambiciones”*, Anuario del Mediterráneo 2010, IEMed, pp. 61-70.

⁵²⁸ Bruselas, 20.5.2008, COM (2008) 319 final.

y de los instrumentos financieros relacionados, el Instrumento de Ayuda de Preadhesión (IPA) y el IPEV, que siguen siendo administrados por los servicios de la CE.

Por otro lado, las revueltas populares acontecidas desde comienzos de 2011 en varios países de esta región (Túnez, Egipto, Libia, Siria, Yemen, Argelia e incluso Marruecos) y los importantes cambios institucionales que se han desencadenado desde entonces, cuestionan una vez más el éxito del Proceso de Barcelona, cuyo subyacente se basaba en lograr una transformación política en la región a partir de un proceso de reforma económica y una liberalización progresiva de los mercados. Por el contrario, la implantación de regímenes autocráticos y las malas condiciones económicas de la población motivadas por el alto nivel de desempleo juvenil, la disminución de ingresos por la caída de los precios del crudo, la subida de los precios de los alimentos básicos y el impacto de la crisis económica mundial ha sido una constante, hasta la actualidad, en la ribera sur del Mediterráneo⁵²⁹. Ante esta situación, la UE ha optado por mantenerse al margen de la situación interna de estos países vecinos y apostar por mantener relaciones fluidas con sus gobiernos, a fin de asegurar cierta estabilidad que le permita proteger los intereses europeos en la región⁵³⁰.

A raíz de la Declaración acordada en la sesión extraordinaria del Consejo Europeo de 11 de marzo de 2011⁵³¹, los Estados miembros de la Unión reiteraron su compromiso con las reformas políticas y económicas que se han iniciado en la región y manifestaron su

⁵²⁹ En este sentido, véase: A. Lorca y G. Escribano, “*Réquiem por el Mediterráneo, tal y como lo hemos conocido*”, Nota para el “Observatorio: Crisis en el mundo árabe” nº 13, Real Instituto Elcano, 11 de marzo de 2011; R. Ayadi, “*La Unión por el Mediterráneo: funcionamiento y vías de reforma*”, y H. A. Fernández, “*Relaciones euromediterráneas*”, Revista de Economía Exterior nº 57, Madrid, verano 2011.

⁵³⁰ La influencia que tiene Europa en la región del Mediterráneo es incuestionable, tanto por su proximidad geográfica como por los importantes vínculos económicos que mantienen. Algunos autores han visto en este movimiento popular la oportunidad para que Europa reoriente su estrategia en la región y opte por una política más activa que contribuya, verdaderamente, al proceso de democratización que persiguen los opositores a estos regímenes. Para ello, sería necesario cambiar el enfoque centrado hasta ahora en la “securitización” de las relaciones comerciales, y proponer un conjunto de medidas económicas que constituyan incentivos similares a los que se ofrecen a los países candidatos a la adhesión, tales como la apertura del mercado interior europeo, la libre circulación de personas y un apoyo económico sólido y a largo plazo que ofrezca confianza a los inversores, y que permita la culminación de las reformas políticas y económicas necesarias. A este respecto, véase: I. Martín, “*Empleo y políticas de empleo en el Norte de África: de causas de las revueltas a claves de la transición*”, ARI nº 64/2011, Real Instituto Elcano, publicado el 5 de abril de 2011, pp. 4-5; H. A. Fernández y E. Soler i Lecha, “*Hacia un cambio de paradigma en las relaciones euro-mediterráneas*”, ARI 76/2011, Real Instituto Elcano, publicado el 27 de abril de 2011, pp. 5-7.

⁵³¹ El documento de conclusiones se encuentra disponible en:
http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/en/ec/119780.pdf.

apoyo a un proceso pacífico de transición democrática que propicie la seguridad y prosperidad en la región, así como un reparto más equitativo de sus beneficios. Además, se anunció la revisión de los programas comunitarios del Partenariado y de asistencia con los países de la región, con el fin de adaptar sus objetivos a las nuevas necesidades y características de estos países y, en el ámbito concreto de la energía, se propuso la creación de una Comunidad de la Energía UE-Mediterráneo⁵³² (“*EU-South Mediterranean Energy Community*”) que permita, a medio-largo plazo, lograr una integración progresiva de los mercados energéticos del *Magreb* y, posiblemente, del *Mashrek*.

Con estos primeros pasos, parece que la UE comienza a caminar en la dirección correcta hacia el cambio de estrategia que requiere el nuevo contexto geopolítico de la cuenca del Mediterráneo.

En cuanto al ámbito energético, se prevé que en los países socios del Mediterráneo la demanda de energía primaria aumente en un 70% en los próximos veinte años si no se adoptan medidas urgentes⁵³³. Sólo un crecimiento rápido en energías renovables, combinado con medidas de eficiencia energética, basados ambos en reformas energéticas completas y equilibradas, impediría que se produjera un aumento del doble de las emisiones de CO₂ para el año 2050.

⁵³² A este respecto véase: Joint Communication to the European Council, the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: “*A partnership for democracy and shared prosperity with the Southern Mediterranean*”, Brussels, 8.3.2011, COM (2011) 200 final, p. 9.

⁵³³ Los acontecimientos que se han sucedido en el Norte de África desde primeros de 2011 suscitaron temores sobre una posible interrupción del suministro de energía procedente de esta región e, incluso, un potencial bloqueo de los corredores energéticos ubicados en la misma, como el Canal de Suez o el oleoducto *Sumed* (que une el Mar Rojo con el Mar Mediterráneo para el transporte de petróleo desde el Golfo Pérsico hacia Europa). Sin embargo, y a pesar de algunas perturbaciones a corto plazo acaecidas en los precios, parece que tales incertidumbres se van desvaneciendo si bien permanece la preocupación de su repercusión a largo plazo en las inversiones en la producción que afecte a las condiciones de exportación de hidrocarburos procedentes de esta región. Por otro lado, se ha apuntado la oportunidad que tiene la región del mediterráneo de aprovechar la denominada “*primavera árabe*” para reconsiderar su posición geoestratégica respecto al gran juego de la energía de Asia Central y su potencial entrada en competencia con los productos energéticos procedentes del Mediterráneo. A este respecto, véase: G. Escribano, “*Energía en el Norte de África: vectores de cambio*”, Documento de Trabajo 13/2011, Área: Programa de Energía y Cambio climático, Real Instituto Elcano, 6 de julio de 2011; G. Escribano, “*Nueva energía y amenazas en el Mediterráneo*”, Economía Exterior nº 57, julio 2011; A. Lorca, “*El despertar árabe, desde el Atlántico al Indico*”, Economía Exterior nº 57, verano 2011, pp. 9-19.

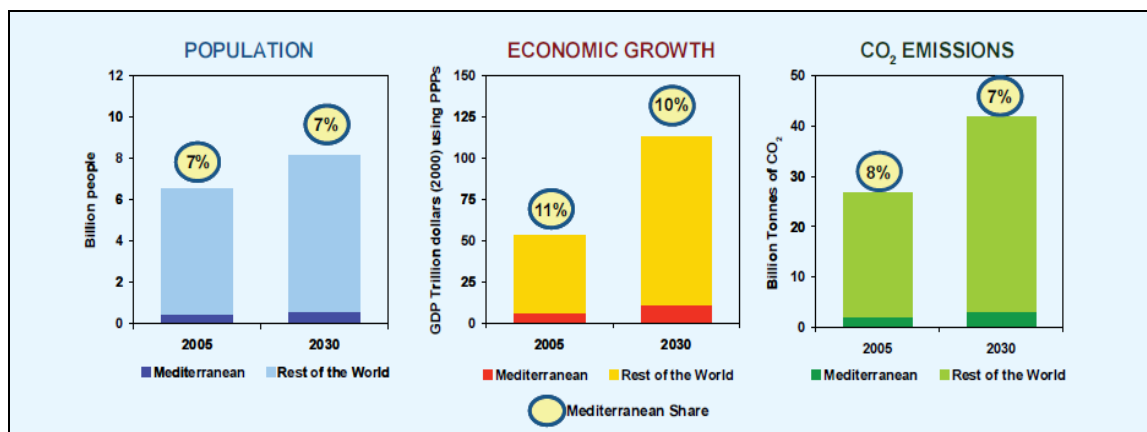


Figura 37. Indicadores socioeconómicos de la región del Mediterráneo 2005-2030.

Fuente. OME, IEA, UN, and IMF (2008).

No obstante, también resulta interesante señalar que, aún cuando la región es particularmente vulnerable al cambio climático, alberga una solución clave: las energías renovables. Su potencial de energía eólica y solar es sustancial y las renovables y la gestión de la demanda podrían satisfacer las necesidades energéticas de la región y podrían potencialmente convertirse en un producto de exportación a sus vecinos del norte y del sur. Así, entre los proyectos propuestos en el ámbito energético destaca la creación del un “*Plan Solar del Mediterráneo*”⁵³⁴.

El Plan Solar del Mediterráneo es una de las iniciativas nuevas más relevantes de la Unión por el Mediterráneo y tiene como objetivo, entre otros, desarrollar 20 GW de nueva capacidad de producción de energías renovables y lograr “*importantes ahorros de energía*” en la región para el año 2020. También contribuirá al desarrollo de interconexiones eléctricas, constituyéndose así como un vector de integración regional, no

⁵³⁴ El Plan Solar del Mediterráneo representa un gran paso adelante en el desarrollo de la política de cooperación euro-mediterránea en materia de energía iniciada con el Proceso de Barcelona en 1995, integrada desde 2007 en la Política de Vecindad de la Unión Europea y reforzada desde 2008 con la creación de la Unión por el Mediterráneo. Los Ministros de Energía euro-mediterráneos reafirmaron en 2007 sus objetivos generales de la cooperación, esto es, profundizar en la integración de los mercados energéticos, la promoción del desarrollo sostenible, y, en particular, la energía solar. El desarrollo y la aplicación de un Plan Solar en el Mediterráneo debe, por tanto, inscribirse en este marco. La promoción activa de la energía solar en la región responde al interés de todas las partes y la UE está a la vanguardia en tecnologías punta en este sector y se pretende que, a largo plazo, la UE pueda importar electricidad de origen solar.

sólo entre la Unión Europea y los países de la Unión por el Mediterráneo sino también entre los propios Estados miembros y los países socios mediterráneos entre sí⁵³⁵.

El carácter estratégico del desarrollo de las infraestructuras y la integración progresiva de los mercados energéticos en la región mediterránea ha sido reconocido por la CE en su Segunda Revisión Estrategia de la Energía de noviembre de 2008, en la que se menciona que *“es necesario completar un **anillo de energía mediterráneo** que enlace Europa y el Mediterráneo meridional mediante interconexiones de electricidad y gas. Más concretamente, el anillo es esencial para explotar el enorme potencial de energía solar y eólica de la región. La lista de proyectos de infraestructuras prioritarios adoptada en la Reunión Ministerial Euro-Mediterránea sobre energía de diciembre de 2007 y el **Plan Solar Mediterráneo** adoptado en París en julio de 2008 conforman el plan rector de este objetivo y reciben el apoyo económico y político de la UE”*. En este sentido, la CE se comprometió a presentar una Comunicación sobre el proyecto del Anillo del Mediterráneo que incluyera un plan para completar las interconexiones que faltan, así como algunos proyectos clave importantes para diversificar las fuentes de abastecimiento exterior de la UE en regiones más lejanas, tales como el desarrollo de futuras interconexiones entre Irak, Oriente Medio y el África subsahariana⁵³⁶.

El Anillo eléctrico del Mediterráneo (“MEDRING”) es el resultado de la interconexión de los sistemas eléctricos nacionales de los países ribereños, formando un óvalo (aprox. 4000 km de largo por 2000 de alto) alrededor del Mar Mediterráneo.

⁵³⁵ A este respecto, véase: J. M. Marín Quemada, G. Escribano Francés, *“El Plan Solar mediterráneo y la integración energética euro-mediterránea”*, Revista de Economía Industrial nº 377, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Madrid, 2010, pp. 118-126.

⁵³⁶ A pesar de que estaba prevista esta Comunicación para el año 2010, la misma todavía no se ha producido. Este documento tiene un importante valor añadido para España, habida cuenta de la importancia de las infraestructuras energéticas y, en particular, de las interconexiones, dentro de la política energética española y la condición de *“isla energética”* que presenta la Península Ibérica. No obstante lo anterior, en abril de 2010 se publicó los resultados del informe sobre la evolución del proyecto MEDRING: *“Overview of the power systems of the Mediterranean basin”* en el que se analiza el estado en el que se encuentra el proyecto, así como las principales dificultades detectadas para poder *“cerrar”* el anillo energético. Información disponible en:

http://ec.europa.eu/energy/international/studies/doc/2010_04_medring_vol1.pdf

Unos meses más tarde, en noviembre de 2010 la CE publicó su estudio sobre el Anillo Mediterráneo del Gas Natural (*“Supplying the EU Natural Gas: Final Report”*), en el que se analizaba su potencial impacto en el Mercado Interior de la Energía europeo, así como los requerimientos técnicos necesarios para la viabilidad de este proyecto, en función de las previsiones de demanda de gas realizada por la CE y EUROGAS para 2030. El estudio completo se puede consultar en:

http://ec.europa.eu/energy/international/euromed_en.htm

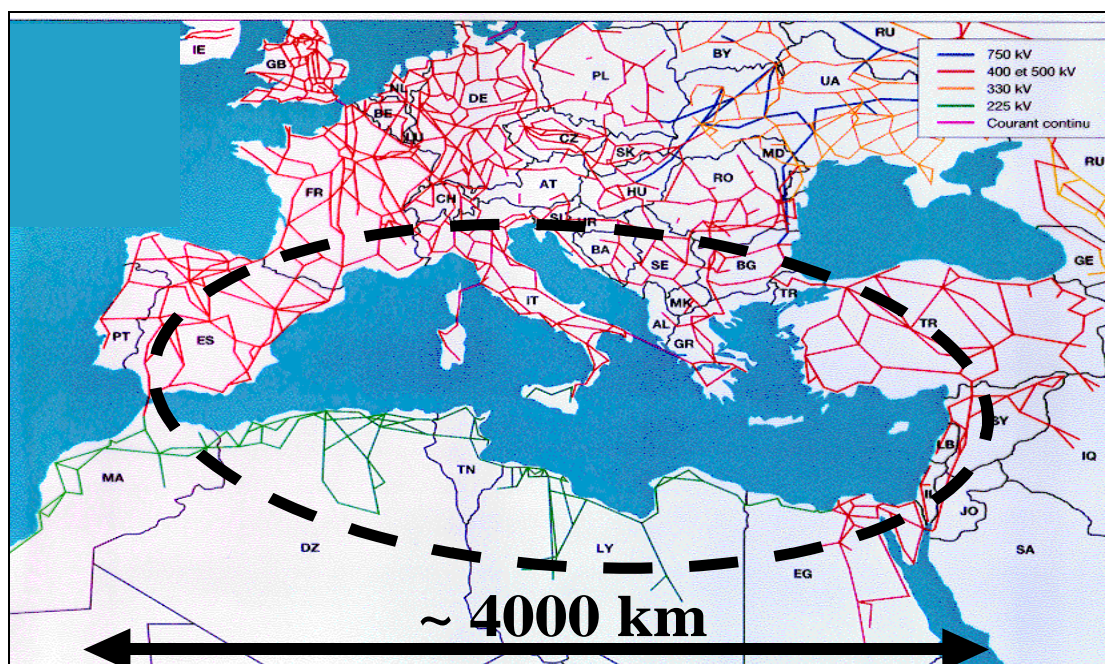


Figura 38. Proyecto del MEDRING.

Fuente: MED-EMIP (2010).

En lo que respecta al proyecto del Plan Solar del Mediterráneo (*Mediterranean Solar Plan*), el mismo fue también abordado en la reunión del IV Foro Euro-Mediterráneo de Barcelona en marzo de 2009, y durante la Presidencia española de la UE se organizó una conferencia del alto nivel en Valencia los días 11 y 12 de mayo de 2010 para debatir este proyecto con Ministros y representantes de cuarenta y tres países de la región euro-mediterránea.

El documento estratégico de la UE, publicado a principios de 2010, constituye la base para la elaboración de un Plan de Acción, que servirá para poner en marcha un primer conjunto de proyectos sectoriales y que deberá abarcar, igualmente, los aspectos relativos a la mejora de las condiciones marco, es decir, reglamentos, legislación, transferencia de tecnología y entorno empresarial⁵³⁷. Posteriormente, este Plan de Acción será desarrollado

⁵³⁷ A este respecto, véase “*Identification Mission for the Mediterranean Solar Plan*”, Final Report, European Commission, ENPI - Neighbourhood – Mediterranean & Eastern Europe, January 2010; y “*Mediterranean Solar Plan Strategy Paper*”, February 2010, disponible en: http://ec.europa.eu/energy/international/international_cooperation/doc/2010_02_10_mediterranean_solar_plan_strategy_paper.pdf.

por un plan maestro (*master plan*) previsto para el año 2011. Durante la fase de implantación (*deployment phase*), que tendrá lugar en el periodo 2011-2020, será implementado a mayor escala basándose en la experiencia adquirida durante la fase inicial⁵³⁸.

La integración regional que persigue este plan necesita dos elementos esenciales para concretarse: la existencia de interconexiones eléctricas para evacuar la energía producida y el establecimiento de un marco institucional compartido que facilite la convergencia regulatoria y normativa.

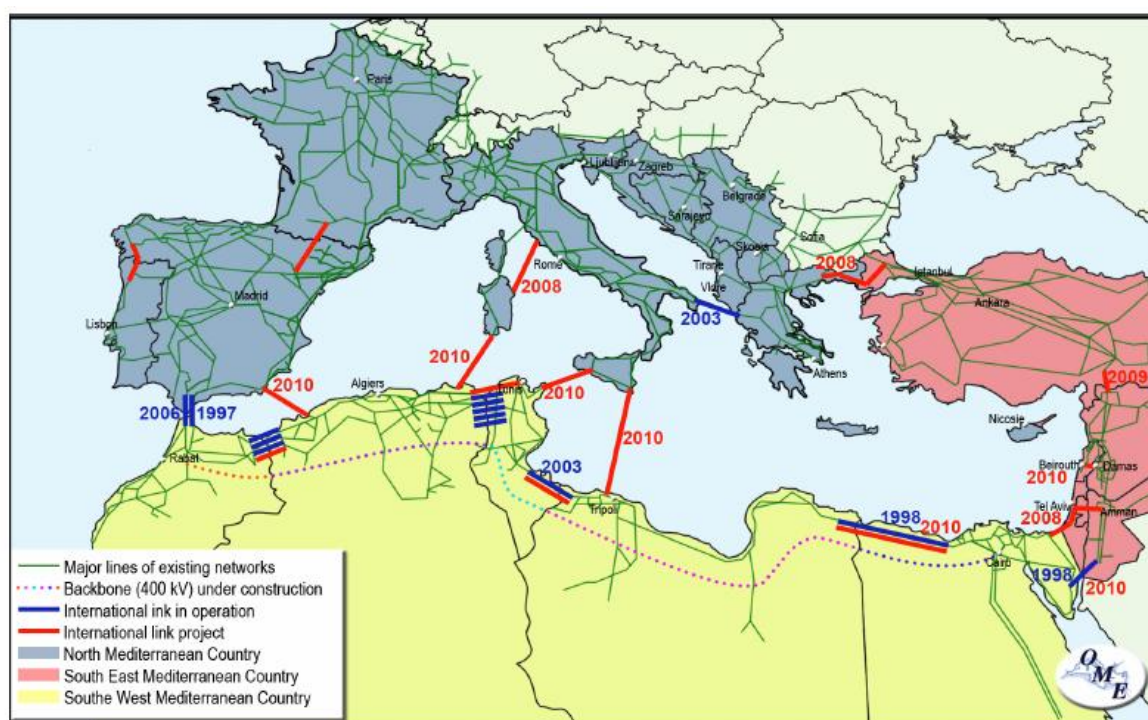


Figura 39. Mapa de interconexiones de electricidad actuales y futuras de la región del Mediterráneo con los países de su entorno.

Fuente: OME (2008).

Actualmente existen dos líneas de interconexión eléctrica operativas entre Europa y el Norte de África (dos cables subterráneos que unen España y el Reino de Marruecos) pero con una capacidad de intercambio muy reducida, con lo que para hacer realidad este

⁵³⁸ En cuanto a la evolución de los trabajos, véase la nota de prensa de la Secretaría de la Unión para el Mediterráneo referente a la reunión, celebrada el 5-6 de julio de 2011, para analizar el estado del proyecto del Plan Solar Mediterráneo:

<http://www.ufmsecretariat.org/en/the-ufm-mediterranean-solar-plan-is-on-its-way/>

proyecto sería necesario contar con una mayor integración física, con interconexiones eléctricas internacionales entre el sur y el norte del Mediterráneo y entre la Europa Mediterránea y el resto del continente, que permita transportar los excedentes de electricidad que existan y aprovechar el potencial que ofrece el Plan⁵³⁹. Así, una vez ampliada la conexión entre España y Marruecos, sería necesario ampliar el reforzamiento de las redes eléctricas con Portugal, Francia y Argelia, como una fase previa a su ampliación al resto de Europa y el norte de África.

Por otro lado, los proyectos englobados en el Plan serán un vector de desarrollo, ya que aportarán la energía necesaria para el crecimiento económico aprovechando las ventajas comparativas que tiene la región en cuanto a recursos renovables (particularmente eólicos y solares), proveerán los servicios energéticos que necesita una economía moderna y mejorarán la formación técnica y tecnológica.

Además, es necesario fomentar la eficiencia energética para aprovechar todo el potencial de la puesta en marcha de este volumen de energía. Muchos países de la región del Mediterráneo presentan consumos de energía per cápita muy bajos y, al mismo tiempo, elevadas tasas de intensidad energética, utilizando por tanto mucha energía para producir bienes y servicios.

Igualmente, la promoción de energías renovables que persigue este Plan encuentra especial sentido dadas las excelentes condiciones naturales para el desarrollo de la energía eólica y solar que han de servir para que los países de la ribera sur creen núcleos de conocimiento (*clusters*) y empleo cualificado para expandir la experiencia y las buenas prácticas a otros ámbitos de la economía. En este sentido, es necesario articular sistemas de respaldo y de cooperación y transferencia de conocimiento para poner a disposición de los países que lo necesiten la experiencia que ha acumulado Europa en el desarrollo de las renovables.

⁵³⁹ Esta singularidad puede permitir a España jugar un papel determinante en la implantación del Plan.

Para contribuir a la consecución de los objetivos que persigue este proyecto, recientemente han surgido otras iniciativas privadas como DESERTEC⁵⁴⁰, TRANSGREEN⁵⁴¹ o el Clean Technology Fund del Banco Mundial⁵⁴².

⁵⁴⁰ Este proyecto trata de obtener el 15% de las necesidades comunitarias de energía eléctrica estimadas para 2050 de plantas solares instaladas en el desierto del Sahara, con una inversión estimada de 400 billones de Euros. El proyecto se basa en los estudios realizados por el Centro Aeroespacial alemán, según los cuales dentro de 40 años, mediante las plantas termosolares, se podría generar de manera económica más de la mitad de la energía demandada en la región EU-MENA (Europa, Oriente Medio, África del Norte). Para poder satisfacer la demanda global energética, que asciende a 18.000 TWh/año, bastaría con cubrir tres milésimas partes de los desiertos del mundo de 40 millones km² con campos de colectores de plantas solares térmicas. Según estos estudios, con aproximadamente 20 m² de desierto se podría satisfacer la demanda de energía de un ser humano tanto de día como de noche, y sin emitir CO₂ a la atmósfera. Según este proyecto, sería posible que más del 90 % de la población mundial tuviera acceso eficiente a energía solar y eólica procedente de los desiertos con su abundancia de energía. Con la utilización de redes modernas de alta tensión en corriente continua, es posible transportar energía con pérdidas inferiores al 3% por cada 1.000 km. Dado que la radiación solar en las regiones desérticas es entre dos y tres veces más alta de lo habitual, el transporte de electricidad procedente del desierto en corriente continua a una distancia de varios miles de kilómetros podría ser económicamente viable.

La ventaja de las centrales termosolares (CSP según sus siglas en inglés) está basada en su tecnología: la luz del sol se concentra y a diferencia de la tecnología fotovoltaica (PV según sus siglas en inglés), se transforma en calor de alta temperatura. El vapor caliente entonces activa una turbina para generar electricidad, como en una central convencional. Como el calor se puede almacenar de forma económica y eficiente, las plantas solares térmicas pueden generar electricidad también por la noche y en periodos nublados. Además permiten la utilización de gas o biocombustibles en la central para la generación de vapor cuando hace falta. De esta manera, las plantas termosolares pueden suministrar electricidad según la demanda.

En junio de 2011, el consorcio del Medgrid (también conocido como TRANSGREEN) firmó un acuerdo de cooperación con la iniciativa Desertec para desarrollar estos proyectos de energías renovables en el desierto del Sahara, y así aprovechar las sinergias de ambas iniciativas. Posteriormente, en noviembre de 2011 ambas partes firmaron un Memorando de Entendimiento (MoU) en el que se refuerza la cooperación entre ambas iniciativas privadas.

⁵⁴¹ El 5 de julio de 2010 esta iniciativa francesa fue respaldada por un periodo de tres años por Abengoa, AFD, Alstom, Areva, Atos Origin, CDC Infraestructure, EDF, Nexans, Prysmian, Red Eléctrica de España, RTE, Siemens y Taqa Arabia. Este proyecto pretende desarrollar redes eléctricas en la región mediterránea, que permitan transportar en 2020 hasta 5 Gw de energía renovable del norte de África a los mercados energéticos europeos a través de cables subterráneos, con un coste estimado de 8 billones de Euros. Gracias a este acuerdo, se estudiará la viabilidad de construir una red de transporte de electricidad entre las riberas Norte y Sur del Mediterráneo y el desarrollo de interconexiones en la cuenca mediterránea. Para una información completa de este proyecto, véase: <http://www.transgreen-psm.org>.

⁵⁴² <http://www.climateinvestmentfunds.org/cif>.



*Figura 40. Mapa del Proyecto Desertec.
Fuente: Desertec Project.*

Según lo expuesto, los retos a los que se enfrentan estos proyectos son muchos y de diversa índole: la falta de seguridad jurídica y de marcos regulatorios transnacionales, la falta de claridad sobre el mecanismo para financiar las primas y las inversiones necesarias, la inconcreción sobre las tecnologías a incluir en el proyecto y su grado de madurez tecnológica, la restricción de las condiciones de acceso de terceros países a los mecanismos compensatorios comunitarios, la ausencia de un marco integrador de las capacidades, así como el impacto que tendrá este proyecto en el ámbito socio-económico local.

Sin embargo, estos proyectos presentan una ocasión excepcional para constituirse en experiencia piloto de un nuevo modelo de cooperación energética transnacional en el ámbito de las energías renovables. La Política Energética comunitaria tiene necesidad de poner en marcha el diseño y aplicación de proyectos conjuntos con un componente de regulación que gestione el intercambio de electricidad procedente de fuentes de energía renovables y su retribución, si verdaderamente quiere superar la fragmentación de las regulaciones nacionales y avanzar hacia un modelo europeizado de los mecanismos de apoyo a las energías renovables. Y su aplicación en un ámbito restringido geográficamente y limitado de manera más diferenciada y gradual como el Plan Solar Mediterráneo, puede

constituir un primer paso sin tener que renunciar a la posibilidad de lograr una integración pan-europea de las energías renovables a más largo plazo.

IV.2.3. Las relaciones de la UE con Rusia: la falta de ratificación de la Carta de la Energía, la “guerra del gas” con los países vecinos y su repercusión en la seguridad energética.

Las relaciones entre la Unión Europea y Rusia han protagonizado la agenda de la Política Exterior europea de los últimos años. En concreto, a raíz de las primeras disputas energéticas de Rusia con Ucrania y Bielorrusia (a comienzos de 2006 y 2007, respectivamente) la seguridad energética se ha convertido en la prioridad principal de la UE a la hora de diseñar las relaciones con sus socios energéticos. Y, en el caso, de Rusia, esta cuestión adquiere especial relevancia al poseer en su territorio una tercera parte del gas natural del mundo, al ser el segundo mayor exportador de petróleo después de Arabia Saudita y que promete convertirse en el proveedor de la mayoría del gas natural que Europa precise en 2030⁵⁴³.

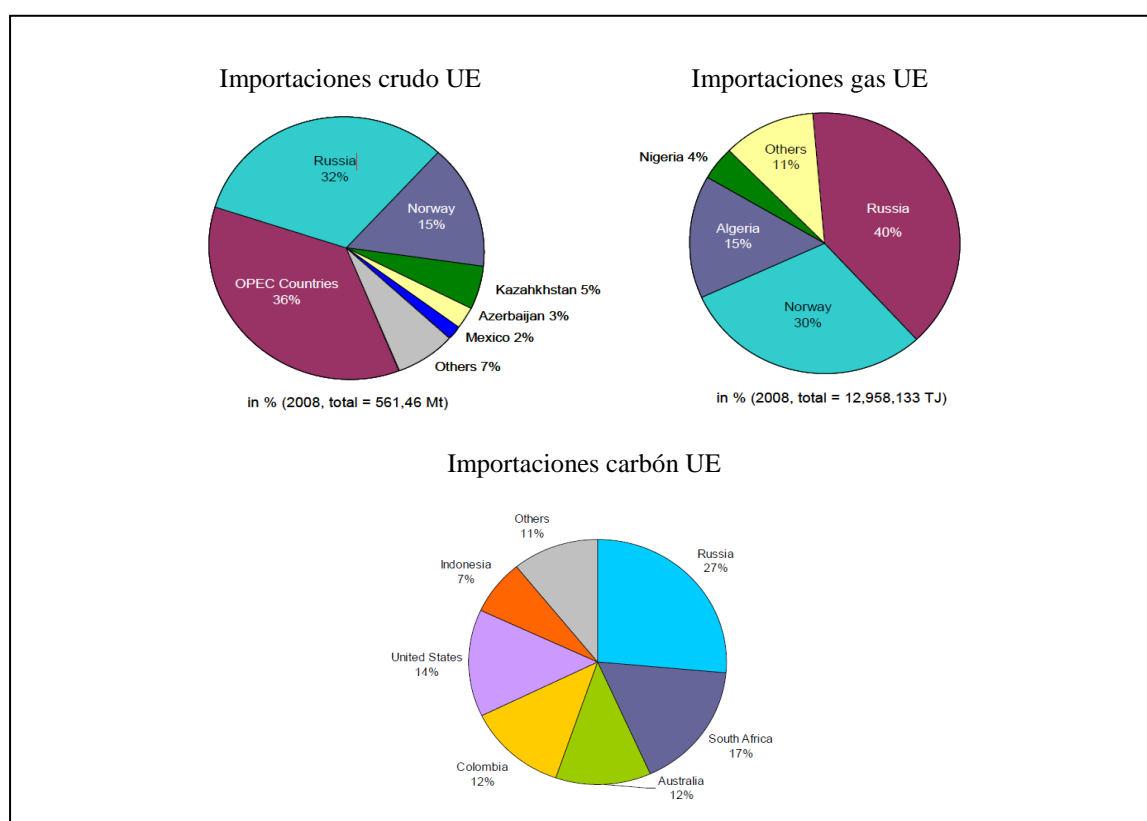
En la actualidad, la UE y Rusia son socios energéticos interdependientes. La Federación Rusa es el tercer socio comercial mundial de la UE (9,7%), tras EEUU (15,2%) y China (11,4%), y la energía representa el 65% del total de las importaciones comunitarias procedente de Rusia. De este modo, Rusia es el principal proveedor de petróleo (32%), gas (40%), uranio (30%) y carbón (27%) de la UE, y el tercer proveedor de energía eléctrica⁵⁴⁴.

La UE es también el principal socio comercial de Rusia. El 45% de las importaciones rusas proceden de la UE y el 55% de las exportaciones rusas tienen a la UE

⁵⁴³ Antes del año 2000, en torno al 90% de la producción petrolífera de Rusia se concentraba en manos privadas. En la actualidad, las empresas estatales gestionan más del 80% de la producción de gas y petróleo, recursos de los que depende en gran medida toda la economía. Gazprom es el productor de gas natural más grande del mundo, con un 20% de la producción global. Tiene reservas probadas de 28.800 billones de metros cúbicos de gas, aproximadamente el 16% del total mundial, es titular de la red de gasoductos más grande del mundo (150.000 kilómetros) y posee activos en multitud de sectores. En 2008 fue la tercera compañía de mayor capitalización bursátil del mundo, valorada en torno a los 350.000 millones de dólares; después de la crisis y con los bajos precios del petróleo, que arrastró a los del gas, ha perdido gran parte de su valor, pero está todavía en torno a las 100.000 millones. Sobre los efectos de la crisis financiera mundial en la economía rusa véase: R. Fernández, “La crisis también llega a Rusia”, ARI nº 75/2009, Real Instituto Elcano, publicado el 13.2.2009.

⁵⁴⁴ Eurostat 2008.

como destinataria, incluyendo el 88% del petróleo que se extrae en territorio ruso, el 70% de sus exportaciones de gas y el 50% de carbón. Las exportaciones de materias primas a la UE representan el 40% del presupuesto ruso y el 75% de las inversiones extranjeras realizadas en Rusia procede de manos comunitarias. Por tanto, Rusia y la UE están obligados a entenderse.



*Figura 41. Importación de energía de la UE en 2008 por países.
Fuente: Eurostat (2010).*

Las relaciones energéticas entre la UE y Rusia se han intensificado en los últimos diez años. Las incorporaciones de nuevos Estados a la UE en 2004 y 2007 supusieron un paso más en la cooperación ruso-comunitaria, ya que la gran mayoría de los nuevos Estados miembros tenían a Rusia como único país proveedor comercial y energético. De hecho, las importaciones comunitarias de gas procedentes de Rusia crecieron de 119 bcm/año en el año 2000 a 134 bcm/año en 2008, y las importaciones de petróleo ruso se ampliaron de 112 Mt a 185 Mt en el mismo periodo.

A día de hoy, la red de gasoductos que transportan gas a Europa procedente de Rusia está formada por tres conductos:

- El gasoducto Norte, que lleva gas a los Países Bálticos (Finlandia, Estonia, Letonia, Lituania), a Polonia y Alemania, a través de Bielorrusia⁵⁴⁵.
- El gasoducto Central, que trae gas a Europa del este y central (Eslovaquia, Polonia, Chequia, Hungría y Alemania) a través de Ucrania⁵⁴⁶.
- El gasoducto del Sur, que es el que permite a Rusia conectar con los productores de Asia Central y traer su gas, también a través de Ucrania, a Europa del sur (Rumania, Bulgaria, Serbia, Grecia e Italia).

A través de esta red de gasoductos, Rusia está exportando a Europa alrededor de 147 bcm/año. Pero a la vista de las previsiones del fuerte incremento de la demanda de gas por parte de Europa, Moscú ha puesto en marcha una importante política inversionista con el fin de ampliar sus exportaciones hasta 190 bcm/año, para lo cual ha adoptado importantes medidas: ha establecido acuerdos de suministro de gas a largo plazo con Alemania, Italia, Hungría y Austria a fin de asegurarse la demanda de gas; ha promovido grandes proyectos en el terreno energético con algunos países europeos como los gasoductos “*Nord Stream*”⁵⁴⁷ (con Alemania y Holanda) y “*South Stream*”⁵⁴⁸ (con sus

⁵⁴⁵ La construcción del gasoducto *Northern Light* finalizó en 2005 y atraviesa Bielorrusia y Polonia en su ruta hacia Alemania. Este gasoducto es también denominado por los rusos como *Yamal-Europa*, en tanto que pretenden que su futuro origen se encuentre en la Península de Yamal, una de las principales reservas de gas ruso cuyo principal proyecto consiste en la construcción de una planta de GNL con capacidad para almacenar 15-16 millones de toneladas/año en tres tanques, el primero de ellos se prevé que entre en operación a finales de 2016. Tanto el gobierno polaco como la empresa gasista PGNiG han manifestado sus dudas respecto al impacto que pueda tener la puesta en funcionamiento del nuevo gasoducto *Nord Stream*, en tanto que pueda mermar la cantidad de suministro que actualmente provee el gasoducto *Yamal Europa* (32 bcm/año), teniendo en cuenta que los yacimientos de *Shtokman* no entrarán en funcionamiento al menos hasta el año 2015, y parte de las tuberías procedentes de la región de Siberia Occidental no están utilizando su capacidad total, al haber sobrestimado las reservas del yacimiento de *Yuzhno Russkoe*.

⁵⁴⁶ El gasoducto *Brotherhood* es el gasoducto ruso más largo y antiguo y atraviesa Ucrania, Eslovaquia y República Checa hasta alcanzar Alemania. Está sometido a una fuerte presión en tanto que su falta de mantenimiento reduce su capacidad efectiva que actualmente se encuentra en 125 bcm/año, pudiendo alcanzar en condiciones óptimas los 180 bcm/año.

⁵⁴⁷ El *Nord Stream Project* (NTEG) tiene por objeto construir un gasoducto de 1224 kms. de recorrido a través del Báltico, desde la ciudad rusa de Vyborg hasta Greifswald, en la costa norte de Alemania, circundando así a Ucrania, Polonia y los Países Bálticos. En este proyecto participan la empresa rusa Gazprom, las empresas alemanas E.ON y BASF, la holandesa Gasunie (con apoyo de ambos Gobiernos), la francesa GDF Suez y un consorcio de bancos internacionales. La capacidad de transporte proyectada para este gasoducto alcanzará los 55 bcm/año, lo cual implica dar suministro a 26 millones de consumidores. El 4 de marzo de 2011, el consorcio empresarial que participa en este proyecto y que financiará el 30% del mismo firmó la segunda fase de financiación de este proyecto y el 6 de septiembre del mismo año comenzó a bombear gas a Europa bajo el mar Báltico. El primer ramal de este gasoducto entró en funcionamiento el

ramales involucra a Grecia, Bulgaria, Hungría, Austria, Italia, Serbia y Eslovenia) y el oleoducto Burgas-Alexandrópolis (con Bulgaria y Grecia), con los que Rusia pretende completar el acceso de su gas a Europa sin tener que pasar por el territorio de países de tránsito como los Estados Bálticos (por el norte) o Bielorrusia y Ucrania (por el sur) que le pueden condicionar el suministro. Además, Gazprom ha desarrollado en los últimos años una estrategia de adquisición de infraestructuras gasistas, al tiempo que pretende acceder directamente a los consumidores europeos.

Por tanto, podemos afirmar que en los últimos años, Moscú ha sabido utilizar con gran habilidad su poder como suministrador energético de Europa y el creciente interés de los operadores económicos europeos por su mercado en expansión para ganar influencia y aumentar sus beneficios⁵⁴⁹.

Pero en el seno de la UE se aprecian importantes discrepancias en torno a la relación UE-Rusia. Tras las últimas ampliaciones, algunos de los nuevos Estados

pasado 8 de noviembre de 2011 y se prevé que el segundo entre en funcionamiento a finales de 2012. Este gasoducto se nutre básicamente del yacimiento ruso de Yuzhno-Russkoye, situado en la región de Tiúmen, que completan la producción de gas que se obtiene de la península de Yamal, con unas reservas probadas de 1000 bcm. Para una información más amplia, consúltese: <http://www.nord-stream.com/en/>

⁵⁴⁸ El *South Stream Project* es el gasoducto impulsado por Rusia que suscita más recelos políticos y económicos, ya que se considera una estrategia rusa que duplica las infraestructuras existentes para así evitar la “dependencia” de tránsito de Ucrania y Turquía. Este gasoducto traerá el gas de Asia Central por una segunda línea adicional a la existente, que atravesará el Mar Negro hasta Bulgaria, dividiéndose luego en dos ramales: el ramal norte, que irá a Serbia, Hungría, Austria y los Balcanes, cruzando luego al Norte de Italia; y el ramal sur, que descenderá hasta Grecia y, cruzando el Adriático, llegará al sur de Italia. En el proyecto del *South Stream Project* coparticipan Gazprom y la italiana ENI y tendrá una capacidad de 63 bcm/año. No obstante, el elevado coste que conlleva este proyecto ha llevado a las autoridades rusas a plantearse otras alternativas. Así, durante una reunión mantenida el 17 de marzo de 2011 entre el Primer Ministro ruso Vladimir Putin y el Ministro de Energía Sergei Shmatko, se plantearon otras opciones para traer el gas que se extraiga de la península de Yamal a Europa. Entre ellas, la construcción de una planta de almacenamiento de GNL cerca del campo de producción de gas de Yamal, el transporte de GNL en buques metaneros a través del Mar Negro o, incluso, a través de las vías de tránsito de Turquía hacia el Mediterráneo.

Todo apunta a que este proyecto pueda cumplir su calendario de ejecución previsto y entrar en funcionamiento en 2015, a la vista del acuerdo alcanzado entre el Ministro turco de Energía y Recursos Naturales, Taner Yildiz y el Primer Ministro ruso Vladimir Putin en su encuentro mantenido en Moscú el 28 de diciembre de 2011, según el cual las autoridades turcas autorizan a Gazprom la construcción del gasoducto *South Stream* a través de sus aguas territoriales del Mar Negro para transportar gas desde Rusia a Varna (Bulgaria) y al resto de Europa. Para más información, consúltese el artículo “*Russia could favor Yamal LNG over South Stream*”, EU Energy, Issue 254, March 25, 2011, p. 24; “*Turkey Oks Russia to build South Stream gas pipeline*”, EU Energy, Issue 274, January 13, 2012, p. 5 y las siguientes páginas web: <http://south-stream.info/?L=1>; <http://www.gazprom.com/production/projects/pipelines/south-stream>; y.

⁵⁴⁹ Para un amplio análisis sobre esta cuestión, véase: R. Gotz, “*A pipeline race between EU and Russia*”, Pipelines, politics and power. The future of EU-Russia energy relations. Centre for European Reform, London, October 2008, pp. 92-101.

miembros que en tiempos soviéticos estuvieron bajo influencia rusa no ocultan sus recelos ante determinados planteamientos del Kremlin, especialmente tras la intervención militar rusa en Georgia en 2008 que hizo aumentar su sensación de vulnerabilidad frente a las políticas rusas. Por otro lado, la fiabilidad de Rusia como proveedor de gas también se cuestionó a raíz de las interrupciones del suministro que tuvieron lugar en enero de 2006 y enero de 2009, en el contexto de las disputas gasistas de Rusia con Ucrania, y en el verano de 2010 con Bielorrusia.

Parte del debate sobre la vulnerabilidad energética de Europa depende del grado de dependencia respecto al abastecimiento de hidrocarburos de Rusia.

Si se analizan las compras europeas de gas de los distintos Estados de la Unión se puede establecer una triple clasificación: un primer grupo de países con una dependencia baja o muy baja, esto es, con unas importaciones de gas procedente de Rusia que representan en torno al 15% del total de sus importaciones de gas (entre los que se encuentran Bélgica, Irlanda, Luxemburgo, Holanda, Portugal, España, Suecia, Suiza y el Reino Unido); un segundo grupo que cubren sus necesidades de gas en un 20%-40% con recursos procedentes de Rusia (como Francia, Italia y Alemania); y, por último, un tercer grupo con una alta dependencia cuyas importación representan más del 50% como Austria, la República Checa, Grecia, Hungría, Polonia, Rumania, Eslovenia y Turquía. Finalmente, quedaría un cuarto grupo de países que dependen un 100% de las importaciones rusas como Bulgaria, Croacia, Finlandia, Letonia, Lituania, Serbia y Eslovaquia⁵⁵⁰.

⁵⁵⁰ El problema de la alta dependencia energética se agrava cuando no se contrarresta con un volumen importante de exportaciones hacia Rusia, como el caso de Alemania (y en menor medida Francia e Italia) que es el país de origen del 13% de las importaciones rusas, lo que atenúa su vulnerabilidad energética en pro de una mayor interdependencia económica. Así, se puede entender que estos países opten por establecer un diálogo bilateral con la potencia rusa, en lugar de adoptar un planteamiento comunitario común sobre aspectos tan relevantes como las cuestiones energéticas.

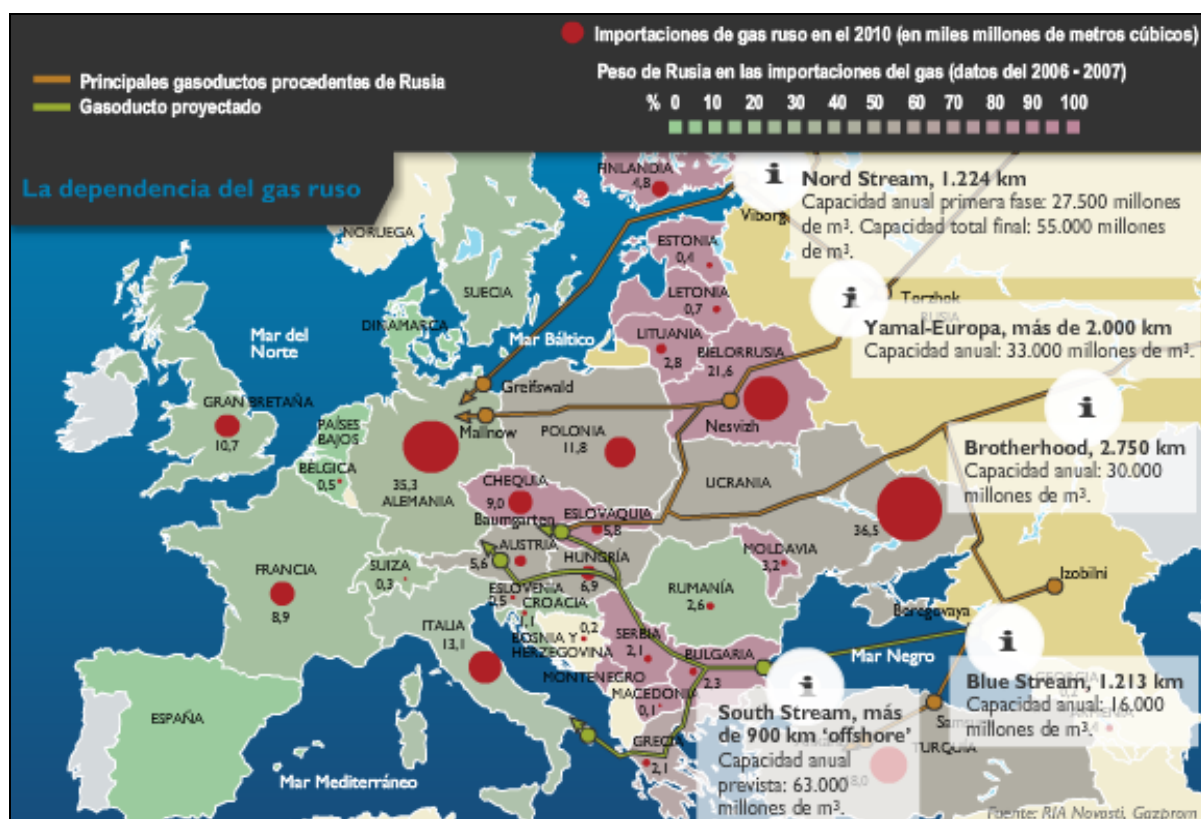


Figura 42. Principales gasoductos procedentes de Rusia y tasa de dependencia de la UE en 2010.

Fuente: Gazprom y REE (2012).

Además de lo expuesto, otro factor a tener en cuenta a la hora de analizar la vulnerabilidad de Europa frente al suministro ruso es la denominada “*vulnerabilidad de tránsito*”, ya que en el caso de Rusia una parte sustancial de sus exportaciones a Europa se realizan por tuberías que atraviesan otros países, entre los que se encuentran Ucrania y Bielorrusia.

Tradicionalmente, el tránsito de gas y petróleo rusos por Ucrania ha implicado tres tipos de pagos por parte de Rusia al país de tránsito: el peaje, los precios subvencionados a los hidrocarburos significativamente inferiores a los aplicados a otros países occidentales mundiales y las “pérdidas” de parte de los hidrocarburos introducidos en las correspondientes tuberías. A pesar de los importantes vínculos económicos que mantiene Rusia con algunas ex-repúblicas soviéticas (como Ucrania o Bielorrusia), las relaciones políticas se han ido enfriando progresivamente conforme éstas se han ido aproximando políticamente a la UE. Este proceso se ha visto auspiciado por las continuas tensiones mantenidas en los últimos años por el suministro y tránsito de hidrocarburos por sus redes

de transporte nacionales, de las que se han derivado importantes consecuencias para Europa.

Ante esta situación no es de extrañar que la UE considere el *diálogo energético* con Rusia como su principal prioridad para asegurar el abastecimiento energético en el continente europeo. Este diálogo se inició el 30 de octubre del 2000 como resultado de la VI Cumbre entre la UE y la Federación Rusa celebrada entre el Presidente Vladimir Putin, Jacques Chirac y Romano Prodi en París, en la que se propuso esta iniciativa con el objetivo de desarrollar las relaciones y favorecer la integración de los mercados de petróleo, gas y la electricidad⁵⁵¹. En la cumbre anual de 2008, y a raíz de los primeros cortes en el suministro de gas ruso, este objetivo se modificó por el de “*dotar de fiabilidad, seguridad y predictibilidad a largo plazo las relaciones energéticas e incrementar la confianza y transparencia entre ambas partes*”⁵⁵².

Las prioridades sobre las que se sustenta este dialogo energético fueron definidas un año después, y confirmadas en la cumbre UE-Rusia de 2001. Entre las mismas se acordó que ambas partes trabajarían para fortalecer la base legal aplicable a la producción y al transporte de energía, garantizar la seguridad física de las infraestructuras de transporte de energía, promover la seguridad jurídica de los suministros energéticos a largo plazo, reconocer determinadas infraestructuras de transporte de energía como proyectos de “interés común” y promover el ahorro y la eficiencia energética⁵⁵³.

Este diálogo se ha dotado de una estructura institucional que comprende el Consejo del Partenariado Permanente (“*Permanent Partnership Council*” –PPC-), en el que participa el Comisario de Energía de la UE, los Ministros de Energía de la Presidencia

⁵⁵¹ En esos momentos, la UE veía en Moscú no sólo un importante proveedor de energías fósiles y de uranio, sino que también una pieza clave moderadora en el mercado energético internacional, representando en algunos aspectos la alternativa más prometedora y geográficamente más cercana al abastecimiento energético europeo procedente de Oriente Medio. El Acuerdo de Asociación y Cooperación (AAC) entre la UE y la Federación Rusa se firmó el 24 de junio de 1994 en Corfú y entró en vigor en diciembre de 1997 por un periodo de vigencia de diez años, renovable anualmente. No obstante, este acuerdo no sirvió para arreglar las controversias que surgieron en torno al sector energético; tampoco el Tratado de la Carta de la Energía, al no haber sido ratificado por Rusia. Por tanto, se optó por estructurar un dialogo bilateral paralelo al Acuerdo de Asociación y Cooperación que sirviera para facilitar la resolución de cuestiones concretas de las relaciones energéticas entre la Unión Europea y Rusia.

⁵⁵² “*EU-Russia Energy Dialogue, 9th progress report, Paris 2008*”.

⁵⁵³ Joint Statement of the EU-Russia Summit on 30 October 2001.

rotatoria y la Presidencia entrante de la UE; y el Ministro de Energía por parte rusa⁵⁵⁴. Por su parte, los trabajos se organizan mediante una serie de grupos temáticos en los que participan expertos de los Estados Miembros, expertos rusos, la CE, la industria europea, las instituciones financieras internacionales y representantes del ámbito académico⁵⁵⁵. Inicialmente se crearon cuatro grupos temáticos que, desde 2006, se han reducido a tres: estrategias en el campo de la energía, previsiones y escenarios; desarrollos de mercado; y eficiencia energética⁵⁵⁶. Finalmente, esta estructura se apoya en dos coordinadores de alto nivel que mantienen contacto permanente: el Comisario de Energía de la UE y el Ministro de Energía ruso, y sus oficiales que mantienen reuniones a nivel técnico.

Los aspectos clave sobre los que se sustenta este *diálogo energético* son los siguientes:

- La necesidad de aumentar las inversiones en el sector energético ruso ha sido una constante en los informes conjuntos elaborados en los grupos de trabajo. En particular, el informe noveno del Grupo sobre energía, previsiones y escenarios ponía de relieve la existencia de un desfase importante entre la oferta y demanda de energía que habría que subsanar. La UE prevé que su demanda de gas experimente un crecimiento de 500 bcm/año⁵⁵⁷ en 2005 a 575 bcm/año en 2030 y dada la escasez de fuentes propias de aprovisionamiento habría que cubrir esta diferencia vía importaciones de gas. Por su parte, Rusia ha estimado un crecimiento en sus exportaciones de gas a Europa entre 210 y 225 bcm/año, “*dependiendo siempre de la demanda contratada por parte de la UE*”⁵⁵⁸.

⁵⁵⁴ La primera reunión de este Consejo Permanente tuvo lugar el 3 de octubre de 2005. Para consultar los documentos de trabajo más relevantes elaborados en este contexto, véase: http://ec.europa.eu/energy/international/russia/dialogue/dialogue_en.htm

⁵⁵⁵ Instituciones financieras internacionales y representantes de la industria energética también han sido actores cruciales para el buen desarrollo de este diálogo energético. Así, estos representantes han sido invitados a formar parte de grupos de trabajo bilaterales destinados a promover avances en materia de estrategias, transferencia de tecnologías, cuestiones medioambientales y eficiencia energética.

⁵⁵⁶ Los informes elaborados en el ámbito de estos grupos de trabajo se pueden consultar en: http://ec.europa.eu/energy/international/russia/dialogue/thematic_en.htm

⁵⁵⁷ Billion Cubic Meters (BCM).

⁵⁵⁸ El 9 de marzo de 2011, el Diario El País, en su versión digital, se hacía eco de las repercusiones que las protestas en el mundo árabe estaban teniendo para Rusia. A este respecto, el citado diario afirmaba que el alza de los precios de los hidrocarburos, principal producto exportado, permitía a la economía rusa superar las secuelas de la crisis de 2008, y el Kremlin aprovechaba la inestabilidad de otros productores para presentarse como un fiable abastecedor de crudo a la UE. Más información en: 352

- El funcionamiento de los mercados de energía y el estudio de una posible sincronización a largo plazo de ambos sistemas ha sido uno de los principales resultados obtenidos en estos diez años de diálogo bilateral⁵⁵⁹. Además, el proceso de liberalización en el que se encuentra el mercado energético ruso se considera un paso muy importante hacia la compatibilidad de ambos mercados energéticos.
- Teniendo en cuenta la previsión de crecimiento de la demanda de gas de la UE es vital mejorar y reforzar las infraestructuras energéticas existentes y construir infraestructuras nuevas para el transporte de gas y petróleo. En este sentido, en el informe noveno antes mencionado, ambas partes se comprometieron a impulsar una serie de proyectos de interés conjunto “*como es la explotación del yacimiento de gas en Shtokman*⁵⁶⁰, *la construcción del oleoducto Burgas-Alexandrópolis y la implantación del proyecto de gaseoducto North Stream y otros*⁵⁶¹”.
- La cuestión de la eficiencia energética ha sido incorporada recientemente al diálogo energético, al surgir como resultado de la presentación del Plan de Acción sobre Eficiencia Energética de la CE de noviembre de 2006. Al igual que hizo en su día la UE, Rusia se ha reafirmado en su compromiso con la reducción de emisiones en pro de la lucha contra el cambio climático. Así, en 2007 se acordó la plena implementación de un Plan de Acción sobre Eficiencia Energética conjunto UE-

http://www.elpais.com/articulo/internacional/Rusia/saca/partido/revoluciones/arabes/elpepiint/20110309elpepiint_4/Tes.

⁵⁵⁹ Fuente: Joint Report EU-Russia Energy Dialogue 2000-2010: “*Opportunities for our future Energy Partnership*”, Brussels/Moscow November 2010, p. 9.

⁵⁶⁰ Este yacimiento está situado en el mar de Barents, tiene una capacidad de 1.400 kilómetros cuadrados y es el mayor depósito de gas offshore del mundo.

⁵⁶¹ Esta última precisión “y otros” parece aludir al gasoducto *South Stream* que ha sido considerado como un potencial competidor del proyecto *Nabucco* respaldado por la UE. En este sentido, hay que señalar que hasta la fecha la UE no ha manifestado su oposición al proyecto del *South Stream* (en el que también participan empresas europeas como la italiana ENI y que empresas rumanas como Romgaz y Transgaz han manifestado recientemente su interés), si bien tampoco lo ha considerado como prioritario a la vista del documento “*TEN-Energy infrastructure projects*” para el periodo 2007-2009, la Comunicación de la CE sobre “*Prioridades de la infraestructura energética a partir de 2020. Esquema para una red de energía europea integrada*” (noviembre 2010) y la propuesta de Reglamento sobre Infraestructuras Energéticas Trans-Europeas (octubre 2011), a diferencia de lo que sí sucede con el proyecto *Nabucco*, y cuya problemática se expone más adelante.

Rusia y en 2009 Rusia aprobó una Ley sobre Eficiencia Energética, en la que regulaban estas cuestiones⁵⁶².

- La puesta en marcha de un mecanismo de aviso temprano en caso de interrupción del suministro entre Rusia y la UE, aprobado en mayo de 2007, y reimpulsado en 2009 tras los incidentes en el suministro de gas con Ucrania y Bielorrusia, constituye una muestra más del éxito de este diálogo en sus primeros diez años de andadura. La implementación de este mecanismo se realizará en coordinación con la puesta en marcha del plan de emergencia ante posibles cortes en el suministro de gas aprobado en septiembre de 2010 por el Reglamento 994/2010 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 20 de octubre de 2010, sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas y por el que se deroga la Directiva 2004/67/CE, y se ofrecerá a los países de tránsito la opción de participar en el mismo.

Por último, en los primeros años de esta iniciativa (2000-2006), el programa TACIS de asistencia técnica destinó 3.138 millones de euros a proyectos que pretendían fomentar la democratización, la consolidación del Estado de Derecho y la transición hacia la economía de mercado de los nuevos Estados independientes (NEI) constituidos tras la desmembración de la Unión Soviética: Armenia, Azerbaiyán, Bielorrusia, Georgia, Kazajistán, Kirguizistán, Moldavia, Mongolia, Uzbekistán, Rusia, Turkmenistán, Tayikistán y Ucrania. En el caso concreto de Rusia, este programa ha servido para desarrollar proyectos sobre energías renovables y reducción de gases de efecto invernadero, entre otros⁵⁶³.

En el ámbito energético, a la UE le interesa especialmente garantizar unos suministros suficientes e ininterrumpidos por parte de Rusia y un acceso a inversiones en infraestructuras de exploración, producción y tránsito en ese país. Sin embargo, la

⁵⁶² Federal Law No. 261-FZ “*On Energy Saving and Energy Efficiency Increase and Amending Certain Legislative Acts of the Russian Federation*”.

⁵⁶³ Los resultados obtenidos en los diez primeros años de puesta en marcha de este diálogo energético UE-Rusia son muy destacables, hasta el punto que la UE ha utilizado este modelo como marco de referencia para estructurar las relaciones energéticas bilaterales que mantiene con otros socios aprovisionadores tales como Noruega, la OPEP (los respectivos diálogos energéticos con la UE se iniciaron en 2005) y Brasil (iniciado en 2007). Fuente: Joint Report EU-Russia Energy Dialogue 2000-2010: “*Opportunities for our future Energy Partnership*”, Brussels/Moscow November 2010.

preferencia de algunos Estados miembros por negociar bilateralmente con Rusia ha impedido, hasta la fecha, que se pudiera dar una respuesta común a la cuestión de la seguridad energética, y ha debilitado los esfuerzos de la CE por diversificar tanto las fuentes como las rutas de transporte (como el proyecto *Nabucco*). Por otro lado, a Rusia le interesa obtener acceso al sector del almacenamiento y la distribución de gas en Europa, así como conseguir que se eliminen las restricciones a la inversión en determinados sectores (como el aeroespacial) y las barreras al intercambio de electricidad, entre otros. Quizá sea por ello por lo que la UE no ha tenido demasiado éxito en sus intentos de atraer a Rusia hacia el proceso de integración europea e incorporarla a él, como sí ha ocurrido con otros países que forman parte de la PEV. La realidad es, sin embargo, que Europa necesita a Rusia y que la UE es el socio que Rusia necesita para desarrollar una base económica que no dependa, casi en su totalidad, de la venta de hidrocarburos y algunos otros productos minerales y metálicos.

A la vista de esta compleja situación, el Consejo de Asuntos Generales de la Unión aprobó, en su sesión de 26 de mayo de 2008⁵⁶⁴, las directrices para negociar un acuerdo amplio que abarcara todas las áreas de la cooperación UE-Rusia. En el área económica, el objetivo era avanzar hacia una integración progresiva, con el establecimiento de un acuerdo de libre comercio mejorado que incluyera, básicamente, todos los intercambios económicos, para lo cual sería necesario previamente que Rusia ingresara en la OMC⁵⁶⁵.

Sin embargo, desde que comenzara este proceso de negociación han surgido multitud de dificultades como la crisis de Georgia en diciembre de 2008, las guerras del gas con Ucrania (en 2006 y 2009) y Bielorrusia en el verano de 2010, o la adopción de medidas proteccionistas por el gobierno ruso en determinados sectores, para salvaguardarlos de la crisis financiera internacional.

Ante esta situación, algunos autores han apuntado la necesidad de reorientar el marco legal en el que actualmente se circunscriben las relaciones energéticas entre la UE y

⁵⁶⁴ Documents of Conclusions 2870th Council Meeting General Affairs and External Relations. Brussels, 26-27 May 2008.

⁵⁶⁵ En el mes de septiembre de 2010 se retomaron las negociaciones para la adhesión de Rusia a la OMC y, de hecho, EEUU y Rusia alcanzaron un acuerdo el 1 de octubre en este sentido. Se espera que el proceso de adhesión se inicie en los próximos meses y, de culminarse la adhesión, se pondría fin a un proceso que ha durado diecisiete años.

Rusia, que se sustenta sobre tres instrumentos jurídicos de ámbito internacional: el Acuerdo de Asociación y Cooperación⁵⁶⁶, el Dialogo Energético UE-Rusia y el Tratado de la Carta de la Energía⁵⁶⁷. A este respecto, se han planteado distintas opciones.

Una primera opción se basaría en extender el acervo comunitario al mercado energético ruso. Esta fórmula sería la escogida por la UE en tanto que ampliaría el ámbito geográfico de aplicación de la actual Política Energética comunitaria, al igual que sucede, de un modo directo o indirecto, con otras iniciativas como las relaciones UE-*Energy Community*, la Política Europea de Vecindad, la Asociación Oriental o el propio proceso de adhesión a la UE⁵⁶⁸. La fórmula de la extensión geográfica del acervo comunitario en materia de energía, bien a través de la ampliación de la UE, bien a través de la firma de Tratados multilaterales que persiguen la implementación de las disposiciones normativas comunitarias en materia de energía, podría ser una opción válida para muchos países de tránsito y para algunos países productores que suministran energía en menor medida a la UE; pero parece difícil plantear esta opción para grandes proveedores como Rusia o

⁵⁶⁶ Como se expuso anteriormente, este acuerdo fue suscrito en 1994 y pretendía establecer un marco político global de diálogo entre la UE y Rusia que promoviera una aproximación progresiva entre ambas partes, con el fin de crear las condiciones necesarias para establecer en un futuro un área de libre comercio que permitiera la libertad de establecimiento, de mercancías y de capitales entre ambos territorios. Las disposiciones comerciales se basan en las provisiones del GATT, incluyendo el trato de nación más favorecida, la prohibición de restricciones cuantitativas a la importación y su imposición arancelaria de manera discriminatoria. En cuanto a la libertad de tránsito, las Partes se comprometen a respetar el tránsito por su territorio tanto de productos domésticos hacia el exterior o viceversa, excepto en circunstancias que atenten contra la seguridad pública, la moral pública o la protección de recursos naturales. A este respecto, las autoridades comunitarias han manifestado, en reiteradas ocasiones, su malestar por la existencia de obstáculos al tránsito de gas natural por territorio ruso procedente de Asia Central. Sin embargo, esta cuestión nunca ha sido planteada ante los tribunales internacionales competentes en la materia. En concreto, el artículo 65 del Acuerdo dedicado a la energía hace referencia a la cooperación en Política Energética, con el fin de promover la mejora en la gestión y regulación del sector energético y la progresiva introducción de condiciones legales, institucionales y fiscales que permitan fomentar las inversiones y el comercio de energía, la promoción del ahorro energético y la modernización de las infraestructuras, incluyendo las interconexiones de electricidad y gas. A este respecto, hay que mencionar la cláusula suspensiva que contiene el artículo 105 del Acuerdo, en cuanto a la no aplicación de las disposiciones tanto de la Carta de la Energía como del Protocolo de Tránsito en aquellos ámbitos regulados por este Acuerdo.

⁵⁶⁷ A este respecto véase: A.A. Konoplyanik; "A Common Russia-EU Energy Space (The new EU-Russia Partnership Agreement, *acquis communautaire*, the Energy Charter and the new Russian initiative)" OGEL 2 (2009), www.ogel.org; y F. Cameron "The Politics of EU-Russia Energy Relations", May 2009 www.ogel.org.

⁵⁶⁸ Como se apuntó anteriormente, los conflictos sociales acontecidos en países del Mediterráneo a comienzos de 2011 llevaron al Consejo Europeo a reunirse de manera extraordinaria el 11 de marzo de 2011, alcanzando, entre otros acuerdos, el compromiso de revisar los programas comunitarios del Partenariado y de asistencia con los países de la región (la PEV, entre otros) con el fin de adaptar sus objetivos a las nuevas necesidades y características de los países vecinos y, en el ámbito concreto de la energía, se propuso la creación de una Comunidad de la Energía UE-Mediterráneo ("*EU-South Mediterranean Energy Community*") que permita avanzar hacia una integración progresiva de los mercados energéticos del *Magreb* y, posiblemente, del *Mashrek*.

muchos países de Oriente Medio, teniendo en cuenta el carácter supranacional del que goza el acervo comunitario, según el principio de primacía del Derecho comunitario. De hecho, Rusia ha manifestado reiteradamente su oposición tanto a ratificar el Tratado de la Carta de la Energía como a implementar el acervo comunitario, con lo que no parece una fórmula acertada para regular las relaciones energéticas entre la UE y Rusia⁵⁶⁹.

Una segunda opción se centraría en negociar un nuevo acuerdo bilateral que incluyera un capítulo específico dedicado a articular las relaciones energéticas entre ambas partes basado en los principios de la Carta de la Energía⁵⁷⁰. Aunque a primera vista podría pensarse que esta opción sería inviable ante la reiterada negativa rusa de ratificar la Carta de la Energía, es cierto que los principios que inspiran este texto legal han sido respaldados por el G-8 (en el que participa Rusia), en la Cumbre de San Petersburgo de julio de 2006 sobre seguridad energética global, en la que los líderes mundiales se comprometieron a fomentar la transparencia, la competencia y promover las inversiones en el sector energético.

Sin embargo, tras los incidentes por los cortes de suministro de gas entre Rusia y Ucrania a primeros de 2009, y ante la incapacidad por parte de la Secretaría de la Carta de la Energía para aportar soluciones al conflicto, el gobierno ruso reiteró su falta de confianza respecto a este marco legal, en cuanto a poder garantizar la seguridad energética y proteger los intereses de países productores, de tránsito y consumidores.

Además, un tratado bilateral entre la UE y Rusia no incluiría a los países de tránsito, como Ucrania o Bielorrusia, con lo que tampoco evitaría que los incidentes ocurridos con ambos países de tránsito se volvieran a repetir. Y, lo que es más, resulta difícil plantear un proceso de negociación y ratificación de un tratado bilateral UE-Rusia por parte de los veintisiete Estados miembros, teniendo en cuenta los importantes intereses comerciales que estarían en juego.

⁵⁶⁹ A este respecto, véase el artículo “*Russia, EU third energy package solution posible: Putin*”, publicado en EU Energy, issue 253, March 11 2011. p. 6, en el que se hacía eco de las manifestaciones realizadas por el Primer Ministro ruso Vladimir Putin durante la conferencia de prensa celebrada con ocasión de la reunión mantenida el 24 de febrero de 2011 en Bruselas con el Presidente de la CE, J. M. Durao Barroso, y en la que expresó sus recelos afirmando que la adopción de las disposiciones del *Tercer Paquete* de energía en Rusia supondría un incremento de los precios de la energía.

⁵⁷⁰ A este respecto nos remitimos a lo expuesto en el epígrafe III.1.1.2. de la presente tesis.

Como tercera opción se podría plantear la adopción de un nuevo capítulo específico sobre energía en el nuevo Acuerdo de Asociación UE-Rusia, basado en los principios del Tratado de la Carta de la Energía de 1994⁵⁷¹. Esta opción permitiría aprovechar el marco multilateral vigente de este tratado suscrito por los principales actores del mercado energético internacional, así como su consolidación y reconocimiento como parte del ordenamiento jurídico internacional. No obstante, para que esta opción fuese viable habría que modificar algunos aspectos que permitan superar las reticencias manifestadas por Rusia, y que han impedido su ratificación en todos estos años. Nos referimos, entre otras, a las disposiciones en materia de tránsito recogidas en el artículo 7.1 del TCE y el Protocolo sobre Tránsito que trata de desarrollar esta cuestión⁵⁷². En concreto, este artículo 7.1 dicta lo siguiente:

“Las Partes contratantes tomarán las medidas necesarias para facilitar el tránsito de materias y productos energéticos con arreglo al principio de libre tránsito y sin establecer distinciones en cuanto al origen, destino o propiedad de dichas materias y productos energéticos, ni discriminaciones en cuanto a precios basadas en tales distinciones, y sin imponer demoras, restricciones o recargos injustificados”.

La cuestión del tránsito de productos energéticos ha resultado ser la más conflictiva entre la UE y Rusia, hasta el punto que en 2001 Rusia supeditó su ratificación del Tratado a la adopción de un acuerdo en esta materia⁵⁷³. La posición rusa defendía la necesidad de incluir en el documento el “derecho de retracto” en caso de que un contrato de suministro a largo plazo (es decir, una transacción puramente comercial) no se ajustara en tiempo y volumen al contrato de tránsito a largo plazo (es decir, sólo el acceso a las redes de transporte), pretensión ésta que la UE no compartía. Por su parte, la UE aspiraba a reducir

⁵⁷¹ A este respecto véase lo expuesto en el apartado dedicado a la protección internacional de las inversiones extranjeras en el sector de la energía y el Tratado de la Carta de la Energía dentro del epígrafe III.1.1.2 de la presente tesis.

⁵⁷² Las negociaciones del Protocolo sobre Tránsito comenzaron a principios de 2000. A día de hoy, todavía existen puntos de controversia antes de poder firmar el Protocolo, especialmente entre la UE y Rusia. Ambas partes continúan las negociaciones a nivel bilateral en el contexto del proceso de adhesión de Rusia a la OMC. El borrador del Protocolo se encuentra disponible en: http://www.encharter.org/fileadmin/user_upload/document/CC251.pdf.

⁵⁷³ Para un análisis más extenso de las reticencias rusas ante el Tratado de la Carta de la Energía véase: A. V. Belyi, “A Russian Perspective on the Energy Charter Treaty”, ARI nº 98/2009, Real Instituto Elcano, publicado el 16/6/2009 y S. Nappert, “Russia and the Energy Charter Treaty: The Unplumbed Depths of Provisional Application”, Vol. 6 - issue 3, November 2008, www.ogel.org; C. Van Agt, “Tabula Russia Escape from the Energy Charter Treaty”, Clingendael International Energy Programme, September 2009.

el ámbito temporal tanto de los contratos de aprovisionamiento como de los contratos de tránsito, con el fin de poder fomentar la competencia en los mercados de energía.

La fórmula para fijar las tarifas de tránsito también ha sido un tema de controversia. Según el artículo 10 del Protocolo sobre Tránsito, las tarifas de tránsito deben reflejar los costes, tanto de operación como de la inversión realizada, y debe incluir una tasa de retorno razonable. A este respecto, la UE difiere en la aplicación de tarifas de tránsito reguladas, en tanto que considera las subastas como uno de los mecanismos para la asignación de capacidad de las redes y, por tanto, las tarifas de tránsito dependerán del resultado de dichas subastas de capacidad⁵⁷⁴.

Asimismo, el concepto de “tránsito” es objeto de debate en el seno de la UE, en tanto que se considera “tránsito” cualquier flujo de energía que cruce el territorio comunitario en conjunto, y no sólo el territorio de un Estado miembro. Sin embargo, según el artículo 7 del Protocolo se entiende por “tránsito” el flujo de energía que discurra tanto por el territorio comunitario en su conjunto como por el territorio de un Estado miembro. Este asunto no es baladí en tanto que la aplicación de la cláusula de la “*organización de integración económica regional*” permitiría a la UE eximirse de algunas obligaciones del Tratado, a pesar de que Bruselas seguiría imponiéndoselas a Moscú. Si la UE quedara exenta del cumplimiento de determinadas disposiciones del Protocolo sobre Tránsito, el Tratado de la Carta de la Energía no sería de utilidad para Rusia, al no poder utilizar dicho instrumento jurídico para garantizarse el acceso a los mercados de energía y las redes de transporte de la UE⁵⁷⁵. Y en el caso en el que únicamente se aplicara el Derecho

⁵⁷⁴ Para un análisis más extenso del funcionamiento de las subastas implícitas y explícitas en las distintas regiones creadas en el ámbito de la iniciativa regional de electricidad de la UE, así como su repercusión en el precio de las tarifas reguladas de tránsito, véase: Commission Regulation (EU) n° 774/2010, of 2 September 2010, on laying down guidelines relating to inter-transmission system operator compensation and a common regulatory approach to transmission charging; ERGEG “*Draft benchmarking report on medium and long-term electricity transmission capacity allocation rules*”, ref. E09-ERI-23-03, 26 February 2010, p. 11, disponible en:

http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_CONSULT/CLOSED_PUBLIC_CONSULTATIONS/ELECTRICITY/ERI%20Benchmarking%20report1/CD.

⁵⁷⁵ Según se recogía en el Informe de la UNCTAD sobre la excepción de las Organizaciones Económicas de Integración Regional (*Regional Economic Integration Organisation* – REIO) en la aplicación del principio de nación más favorecida, “*mientras que los miembros de las REIO defienden esta excepción como indispensable para la consecución de sus políticas internas en materia de inversiones, los países que no forman parte de estas asociaciones manifiestan su preocupación sobre la posibilidad de que esta excepción menoscabe el principio de no discriminación, derecho esencial de los acuerdos internacionales de inversión. En concreto, los países en vías de desarrollo muestran su preocupación sobre los efectos concretos que puedan poner en peligro los beneficios que se puedan derivar de formar parte de estos acuerdos*”.

comunitario, a Rusia le preocuparía tener que acatar unas normas en cuyo ámbito de elaboración no participa⁵⁷⁶.

Además, algunos políticos rusos han querido ver en el “*derecho de tránsito*” que recoge la Carta de la Energía un reconocimiento implícito del ATR, esto es, una oportunidad para imponer a Rusia la obligación de permitir el uso de las redes de Gazprom a otros países productores de la región como Kazajistán o Turkmenistán, perdiendo Rusia la situación de monopolio en el transporte de hidrocarburos procedente de Asia Central que ostenta en la actualidad.

De igual manera, el mecanismo de conciliación aplicable a disputas sobre el tránsito de energía tampoco goza de la confianza rusa. Así, el artículo 7.7 de la Carta prevé un mecanismo de conciliación aplicable a los conflictos por cuestiones de tránsito, una vez que se hubieren agotado los medios de solución de controversias, y en el que cualquiera de las partes en conflicto podrá solicitar al Secretario General la designación de un mediador. Transcurridos noventa días sin alcanzar un acuerdo, el mediador tendrá potestad para recomendar una solución al conflicto fijando los aranceles, términos y condiciones de carácter temporal en que deberá prestarse el tránsito hasta que se encuentre una solución. A este respecto, Gazprom prefiere tratar con los productores centroasiáticos y negociar sus obligaciones de tránsito con Ucrania de forma bilateral, como de hecho se puso de manifiesto durante los conflictos con Ucrania en 2006 y 2009, en los que a pesar de poder utilizar este mecanismo para la resolución de las controversias optó por adoptar otras medidas, como se expondrá más adelante⁵⁷⁷.

internacionales de inversión” (Traducción propia). Fuente: UNCTAD Series on International Investment Policies for Development, “*The REIO exception in MFN treatment clauses*”, UNITED NATIONS, 2004, p. 9.

⁵⁷⁶ A. V. Belyi, “*EU External Energy Policies: A Paradox of Integration*”, Europe’s Global Role, Aldershot: Ashgate, 2008, pp. 205-215; J. Benford, “*Special Report 1 EU Energy Policy: internal developments and external challenges*”, The Economist Intelligence Unit Limited European Policy Analyst, May 2006, pp. 39-46.

⁵⁷⁷ A pesar de no haber ratificado el Tratado de la Carta de la Energía, Rusia aceptó la aplicación provisional de sus disposiciones hasta que el Parlamento ruso aprobara un Decreto de 30 de julio de 2009 por el que Rusia dejaba de aplicar provisionalmente la Carta, aunque continuaba siendo signataria. El artículo 45.1 del TCE prevé la aplicación provisional del texto de la Carta mientras que se dan los requisitos de entrada en vigor definitiva previstos en el artículo 44, y siempre y cuando el contenido del mismo no se encuentre en contradicción con lo dispuesto en el ordenamiento interno de cada Parte Contratante.

Por último, las disposiciones contenidas en la Carta en materias de protección de las inversiones tampoco satisfacen a Rusia, al igual que ocurre con otros países productores (como Noruega), ya que consideran que las fuentes fósiles de energía forman parte de su patrimonio nacional, al tratarse de recursos susceptibles de explotación que no permite su renovación.

Estas reticencias rusas, y la ineficacia de la Secretaría de la Carta de la Energía para gestionar el conflicto del suministro del gas con Ucrania a primeros de 2009⁵⁷⁸, llevaron al Presidente ruso Dimitri Medvedev a presentar una nueva propuesta para modificar el marco legal en el que se dirimen las cuestiones sobre seguridad energética internacional con el título “*Conceptual Approach to the New Legal Framework for Energy Cooperation*”⁵⁷⁹, y en el que se plantea la posibilidad de negociar un nuevo Tratado de la Carta de la Energía con ocasión de la Cumbre Rusia-UE en la ciudad de Jabárovsk en mayo de 2009. Según la propuesta rusa, este nuevo tratado abarcaría tanto a países consumidores, de tránsito y productores, y sería extensivo a otras fuentes de energía (como la nuclear), contemplaría nuevos mecanismos de solución de controversias para el tránsito de productos energéticos, y contendría nuevas disposiciones en materia de protección de inversiones según el principio de no discriminación⁵⁸⁰.

Esta propuesta se materializó unos meses más tarde con la presentación en septiembre de 2010 por parte del Gobierno ruso del borrador de “*Convención para garantizar la seguridad energética internacional*”⁵⁸¹, que incluye nuevas disposiciones en

⁵⁷⁸ A diferencia de lo que ocurrió en el conflicto entre Rusia y Ucrania de primeros de 2006, la Secretaría de la Carta de la Energía no comunicó a las partes la designación del conciliador hasta el 9 de enero, dos días después de que se interrumpiera el suministro de gas a Europa.

⁵⁷⁹ Texto disponible: <http://archive.kremlin.ru/eng/text/docs/2009/04/215305.shtml>.

⁵⁸⁰ A este respecto, habría que tener en cuenta que un nuevo acuerdo entre la UE y Rusia exigiría veintinueve ratificaciones individuales, lo cual resulta difícil imaginar teniendo en cuenta el clima político que ha imperado entre la UE y Rusia en los últimos años; y además, la negociación de un “nuevo Tratado de la Carta de la Energía” resultaría aún más complicado, ya que los Estados miembros de la UE, sin duda, pondrían resistencia a cualquier intento de redefinir el texto de 1994. A este respecto, véase: Belyi A.V., “*A new Energy Charter Treaty: Myth or Reality?*”, OGEL, May 2009.

⁵⁸¹ “*Draft Convention on ensuring energy security*”, 26 November 2010. Texto disponible en: <http://ua-energy.org/upload/files/Convention-eng11.pdf>.

Las propuestas rusas contenidas en este documento fueron expuestas y defendidas por el representante del Gobierno ruso ante la VI reunión del Comité de Altos Funcionarios para la cooperación

materia de inversiones, comercio, tránsito de energía, aspectos institucionales y un nuevo mecanismo de resolución de controversias en aras a garantizar la seguridad energética, promover la competencia y la apertura de los mercados de energía y favorecer las inversiones en el sector energético mundial. Este documento fue remitido a las principales organizaciones regionales (REIO) y organismos internacionales con el fin de recabar sus comentarios al respecto. La respuesta por parte de la UE a la citada propuesta ponía una vez más de manifiesto, las discrepancias existentes entre Moscú y Bruselas en cuanto al derecho de acceso al Mercado Interior de la Energía comunitario y las nuevas disposiciones en materia de separación de actividades (*unbundling*) aprobadas en el *Tercer Paquete* y en vigor desde el 3 de marzo de 2011.

En líneas generales se puede afirmar que la Convención mantiene el espíritu del TCE en cuanto a sus objetivos y estructura, si bien presenta importantes novedades que, básicamente, materializan las reivindicaciones mantenidas tradicionalmente por Moscú en el proceso de negociación del TCE y su Protocolo de Tránsito⁵⁸².

En concreto, la Convención reitera gran parte de las disposiciones recogidas en el TCE en el ámbito de los contratos a largo plazo, reconoce la legitimidad de la dualidad de precios en el ámbito energético y establece nuevas excepciones a las normas internacionales en materia de comercio internacional e inversiones⁵⁸³. Además, determina que la puesta en marcha de una nueva política de diversificación de suministros no debe constituir un impedimento para el desarrollo de las relaciones contractuales ya existentes⁵⁸⁴ y condiciona la creación de nueva capacidad únicamente al cumplimiento de requerimientos legales de ámbito nacional, reduciendo así el enfoque multilateral que el

energética en el Noreste de Asia: http://www.unescap.org/esd/Energy-Security-and-Water-Resources/energy/trade_and_cooperation/cooperation/soc6/documents/Report-SOC6-final.pdf.

⁵⁸² A este respecto, véase: A. Belyi, S. Nappert and V. Pogoretsky, “*Modernizing the Energy Charter Process? The Energy Charter Conference Road Map and the Russian Draft Convention on Energy Security*”, OGEL, March 2011.

⁵⁸³ El texto de la Convención introduce, en su artículo IV.5 sobre competencia, una nueva excepción sobre la aplicación de las disposiciones en materia de protección de la competencia cuando se vean afectados los intereses de otro Estado Parte; y en su art. VII.2 sobre excepciones, se suprime la cláusula general en la que se prohíbe la adopción de medidas proteccionistas, medidas arbitrarias o discriminatorias sin justificación.

⁵⁸⁴ A este respecto, debe tenerse en cuenta que la reserva de capacidad de transporte de energía puede producir un efecto perjudicial sobre la competencia, y no se corresponde con el principio de libertad de tránsito que respalda el TCE en su art. 7.

TCE establece para favorecer las inversiones en el ámbito de las infraestructuras de transporte⁵⁸⁵.

Aunque el asunto que sigue causando más controversia es el reconocimiento de la UE como una organización regional de integración económica (REIO) y, por tanto, exenta del cumplimiento de las disposiciones sobre tránsito que establece el ECT. En este sentido, la Convención no establece exenciones en el cumplimiento de las disposiciones del ECT para este tipo de organizaciones regionales, al contemplar que *“si forman parte de la Convención, no sólo la propia organización regional sino también sus Estados miembros, las provisiones en materia de tránsito se aplicarán tanto a la propia organización regional como a sus Estados miembros”*⁵⁸⁶. A este respecto, resulta sorprendente el hecho de que Rusia haya incorporado en su Convención una disposición en este sentido, habida cuenta de la propuesta realizada por la UE de introducir el principio de *“igualdad de trato”* en el artículo 20.2 del Protocolo de Tránsito, lo que permitiría aplicar las disposiciones sobre tránsito a la UE como actor internacional, aunque no a sus Estados miembros⁵⁸⁷.

A la vista de estas iniciativas, en noviembre de 2010 la Secretaría de la Carta de la Energía decidió iniciar un proceso de modernización de las disposiciones previstas en el TCE, creando una *hoja de ruta* que permita ampliar el ámbito de aplicación de la Carta (tanto geográfico como a otras actividades del sector energético) y adecuar sus disposiciones a las nuevas necesidades que han surgido en los últimos años en el contexto energético mundial⁵⁸⁸. Con este propósito, se han identificado siete áreas de trabajo

⁵⁸⁵ A este respecto, el GATT no regula aquellos casos en los que la infraestructura de tránsito es inexistente o carece de capacidad de reserva. En estos supuestos, si los derechos de tránsito no pueden ser obtenidos en condiciones comerciales, el TCE requiere a los Gobiernos, en su art. 7.4, no poner obstáculos a la creación de nuevas infraestructuras (sujetas a cualquier legislación nacional que sea coherente con los principios de libertad de tránsito y de no discriminación).

⁵⁸⁶ Art. V.4 de la Convención (traducción propia).

⁵⁸⁷ No obstante, la UE podría recurrir a sus mecanismos internos, vía recurso ante el Tribunal de Justicia de la UE, para obligar a un determinado Estado miembro a cumplir las disposiciones en materia de tránsito por aplicación del principio de libre circulación del Derecho comunitario.

Por otro lado, la única excepción que contempla el TCE en su art. 7.5. a la obligación de los Estados de no poner obstáculos a la construcción de nuevas infraestructuras que permitan una mayor capacidad de tránsito, sería el hecho de que pudiera poner en peligro la seguridad o la eficacia del mercado de energía del país de tránsito, lo cual debería ser demostrado a las otras partes que pudieran resultar afectadas (y no solamente limitarse a alegar tal situación).

⁵⁸⁸ Texto disponible en: http://www.encharter.org/fileadmin/user_upload/document/Road_Map_ENG.pdf.

prioritarias para abordar este proceso de modernización, que pretende concluir en 2014. La modificación de los aspectos referidos al tránsito y el comercio transfronterizo se sustenta sobre la Resolución 63/210, de 19 de diciembre de 2008, de la Asamblea General de las NU en la que se reconoce la necesidad de “*garantizar un transporte de energía estable, eficaz y fiable como factor clave del desarrollo sostenible, y que redunde en interés de toda la comunidad internacional*”, así como de “*ampliar la cooperación internacional para determinar los medios de garantizar el transporte fiable de energía a los mercados internacionales mediante gasoductos y oleoductos y demás sistemas de transporte*”⁵⁸⁹. Para ello, como parte de la *hoja de ruta* se pretende finalizar el proceso de aprobación y ratificación del Protocolo de Tránsito de Energía, en aras a garantizar el tránsito eficiente e ininterrumpido de energía, la promoción de un uso más eficiente de las infraestructuras necesarias para el tránsito y facilitar la construcción o modificación de tales infraestructuras cuando fuere necesario.

Paralelamente, la UE y Rusia han firmado, en marzo de 2011, un Memorando de Mutuo Entendimiento para establecer una *hoja de ruta* que permita diseñar un marco de cooperación energética entre ambas partes hasta 2050⁵⁹⁰. Esta *hoja de ruta* incluye la realización de un análisis de los diferentes escenarios y los efectos de las relaciones energéticas entre Moscú y Bruselas, en ámbitos como la electricidad, el gas natural, el petróleo y las energías renovables; un estudio de las oportunidades y riesgos para el desarrollo de la producción y el transporte de gas natural; un análisis de las oportunidades a largo plazo y los riesgos que se pueden derivar para la seguridad del suministro y la situación de la demanda; así como la posibilidad de establecer un marco estable en el largo plazo que permita la cooperación en el desarrollo de tecnologías sobre eficiencia de energía. Otros acuerdos de colaboración recientes en el ámbito del diálogo energético Rusia-UE se refieren a intercambios de información, la creación de un mecanismo de monitorización de la evolución de los mercados de gas y otro para la prevención y superación de situaciones de emergencia en el sector energético⁵⁹¹.

⁵⁸⁹ Texto disponible en: <http://www.un.org/es/comun/docs/?symbol=A/RES/63/210>.

⁵⁹⁰ Texto disponible en: http://ec.europa.eu/energy/international/russia/doc/20110729_eu_russia_roadmap_2050_report.pdf

⁵⁹¹ Para consultar los términos concretos de este mecanismo de aviso temprano en casos de interrupción del suministro de energía entre Rusia y la UE, véase: http://ec.europa.eu/energy/international/russia/dialogue/warning_en.htm

Esta *hoja de ruta* se encuadra en el ámbito del proceso para constituir la *Asociación para la Modernización*⁵⁹², acordado durante la XXV Cumbre UE-Rusia celebrada en Rostov del Don los días 31 de mayo y 1 de junio de 2010, y que finalizó con un compromiso conjunto del Presidente ruso Dimitri Medvedev, el Presidente del Consejo Europeo, Herman Van Rompuy y el Presidente de la Comisión Europea, José Manuel Barroso⁵⁹³, para crear esta *Asociación* como paso previo a la adhesión de Rusia a la OMC.

Esta nueva *Asociación* se sustenta en un programa conjunto para ayudar a realizar una reforma en el ámbito de la economía y de la sociedad en Rusia, dentro del respeto de la democracia y el Estado de Derecho.

Se trata, por tanto, de establecer un procedimiento de orientación y control de los cuatro espacios comunes (economía; política exterior y de seguridad; justicia y asuntos domésticos; y cultura, información y educación) que integrarán el nuevo Acuerdo de Asociación UE-Rusia, para que su ejecución sirva eficazmente a la necesaria modernización en estos ámbitos.

⁵⁹² El texto completo del acuerdo de Asociación para la Modernización se encuentra disponible en: http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_Data/docs/pressdata/en/er/114747.pdf.

Este acuerdo se basa en los principios adoptados unos meses antes en la Cumbre de Rusia-UE de junio de 2008 celebrada en Hanty Mansiisk (Rusia). A este respecto, véase: “*Joint statement of the EU-Russia summit on cross border cooperation*”. Texto disponible en: http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_Data/docs/pressdata/en/er/101525.pdf.

⁵⁹³ También participaron en esta reunión la Alta Representante Catherine Ashton y el Comisario de Comercio, Karel De Gucht. La importancia de esta Cumbre radica en el hecho de ser la primera reunión de alto nivel entre Rusia y la UE tras la entrada en vigor del Tratado de Lisboa el 1 de diciembre de 2009. Sería deseable que las nuevas disposiciones del Tratado en materia de cooperación internacional impulsen las relaciones energéticas de la UE con terceros países y, sobre todo, permitan estructurar dichas relaciones de un modo coherente que permitan a la UE expresarse “*con una sola voz*”. En el ámbito energético las principales disposiciones en este sentido son la inclusión de la “seguridad del suministro” como una de las prioridades de la Política Energética comunitaria, y la nueva redacción del artículo 100 del Tratado por el cual “*el Consejo, a propuesta de la CE, puede decidir, en base al “principio de solidaridad” entre los Estados Miembros, sobre la adopción de determinadas medidas cuando surjan situaciones graves de desabastecimiento de determinados productos, especialmente en el ámbito energético*”. A la vista de estas nuevas provisiones legales, la UE podría actuar de manera autónoma en aquellas circunstancias en las que se pusiera en peligro la seguridad de suministro de energía en el ámbito comunitario. Además, el artículo 16 del nuevo Tratado estipula que “*antes de emprender cualquier actuación en la escena internacional o de asumir cualquier compromiso que pueda afectar a los intereses de la Unión, cada Estado miembro consultará a los demás en el seno del Consejo Europeo o del Consejo. Los Estados miembros garantizarán, mediante la convergencia de su actuación, que la Unión pueda defender sus intereses y valores en la escena internacional. Los Estados miembros serán solidarios entre sí*”.

Con ello, se pretende que el nuevo Acuerdo no sea simplemente un instrumento de intensificación de las relaciones sino que opere como un instrumento orientado a un fin común: la modernización de Europa y de Rusia de acuerdo con criterios y estrategias sectoriales compartidas que faciliten la puesta en común de recursos humanos y materiales. Sus ámbitos prioritarios incluyen, entre otros, la armonización de las normas técnicas, el fomento de una economía sostenible basada en un bajo nivel de emisiones de carbono y el diálogo con la sociedad civil.

Con ocasión de la Cumbre UE-Rusia de 7 de diciembre de 2010, se presentó un primer informe sobre la evolución de esta iniciativa, en el que se recoge los primeros resultados obtenidos tras la aprobación del programa de trabajo diseñado por los coordinadores ruso-europeos, designados al efecto⁵⁹⁴. En este informe se destacan los progresos realizados en la promoción de nuevas oportunidades de inversión en el sector de la energía, la aprobación de la citada *hoja de ruta* para reforzar la cooperación en materia de energía, o el intercambio de experiencias que facilite el cambio a una economía con bajas emisiones de CO₂, entre otras cuestiones⁵⁹⁵. A esto hay que añadir, el acuerdo de realización de un proyecto conjunto sobre eficiencia energética y promoción de las energías renovables en la región noroccidental de Rusia, implementado en el marco de la Dimension Septentrional de la UE⁵⁹⁶.

➤ La crisis ruso-ucraniana y las enseñanzas para Europa.

Antes de que surgieran los primeros conflictos en el suministro de gas, Ucrania estaba siendo abastecida de gas por Rusia en condiciones preferenciales, heredadas del antiguo bloque soviético⁵⁹⁷. La caída del muro de Berlín y, más recientemente, la

⁵⁹⁴ Texto disponible en: http://eeas.europa.eu/russia/docs/eu_russia_workplan_2010_en.pdf.

⁵⁹⁵ Texto disponible en: http://eeas.europa.eu/russia/docs/eu_russia_progress_report_2010_en.pdf.

⁵⁹⁶ Los objetivos que persigue la Dimensión Septentrional (*Northern Dimension*) son facilitar un marco común entre sus miembros (Rusia, Noruega, Islandia y la UE), fomentando el diálogo y la cooperación para reforzar la estabilidad, el bienestar y el desarrollo sostenible en la Europa Septentrional y el Ártico, estimular el comercio, las inversiones y las infraestructuras, explotar los recursos energéticos, agilizar el flujo transfronterizo de personas y mercancías, luchar contra la delincuencia organizada y fomentar el empleo productivo, así como los intercambios sociales y culturales.

⁵⁹⁷ Para un análisis completo de esta crisis y su repercusión para el resto de Europa, véase: A. Kovacevic, “*The Impact of the Russia-Ukraine Gas Crisis in South Eastern Europe*”, Oxford Institute for Energy
366

“revolución naranja” que llevó a la presidencia a Yúshenko (políticamente más próximo a la UE), anularon los motivos políticos que dieron lugar a este tratamiento histórico. La compañía gasista Gazprom quería que las tarifas pagadas por Kiev reflejaran la nueva situación, sin lograr un acuerdo, hasta que en los primeros días de 2006 se decidió a cortar el suministro⁵⁹⁸.

Por su parte, Kiev reaccionó tomando para sí una parte del gas que atravesaba su territorio en tránsito hacia Europa occidental, lo que provocó una reducción del suministro en varios países europeos. Aunque sólo una pequeña proporción de consumidores sufrieron los cortes de suministro, este incidente fue suficiente para alertar sobre las consecuencias de una escalada del conflicto.

En muy corto espacio de tiempo, los gobiernos de Rusia y Ucrania alcanzaron un acuerdo por el que Gazprom conseguía incrementar parcialmente sus tarifas de gas a Ucrania (880 millones de dólares más), aunque Moscú no logró su objetivo último de poder controlar la red de gasoductos ucraniana.

Esta crisis ocurrida a primeros de 2006 tuvo una evidente dimensión comercial, ya que Ucrania no pagaba un precio de mercado por el gas que, a su vez, Gazprom tenía derecho a percibir. Pero también tuvo una dimensión política, en tanto que el motivo de otorgar precios preferenciales a Ucrania era la afinidad política con Rusia, hasta el punto que las reiteradas crisis surgidas entre ambos por los precios del gas desembocaron en la caída del Gobierno ucraniano en 2010.

En enero de 2009 surgió un nuevo incidente entre Rusia y Ucrania por los precios del gas. En diciembre de 2008, Putin amenazó con cortar el gas a Ucrania por falta de pago ya que, según Gazprom, Kiev adeudaba 2.400 millones de dólares por este concepto. En

Studies, March 2009; S. Pirani, J. Stern and K. Yafimava “*The Russo-Ukrainian gas dispute of January 2009: a comprehensive assessment*”, Oxford Institute for Energy Studies, February 2009; S. Pirani, J. Stern and K. Yafimava “*The April 2010 Russo-Ukrainian gas agreement and its implications for Europe*”, Oxford Institute for Energy Studies, June 2010; S. de Jong, J. Wouters, S. Sterkx, “*The EU in multilateral security governance: the case of the Russian-Ukrainian gas dispute*”, Working Paper nº 30, Leuven Centre for Global Governance Studies, October 2009.

⁵⁹⁸ Para un análisis completo de las consecuencias que se derivaron del corte de suministro a Ucrania en enero de 2006 véase: I. Moré, “*Rusia abre la caja de Pandora del gas*”, ARI nº 5/2006, publicado el 18/1/2006, Real Instituto Elcano y A. Sánchez Andrés, “*La interdependencia energética ruso-europea*”, Análisis del Real Instituto Elcano Documento de Trabajo nº 25-2007, Área de Economía y Comercio Internacional, publicado el 8-6-2007.

paralelo, Rusia comunicó la situación a la UE con el fin de que interviniera como intermediario en la disputa. Por su parte, Ucrania no se comprometía en una fecha para satisfacer la deuda contraída, debido a la difícil situación política y económica en la que se encontraba el país, motivada, por un lado, por la crisis económica internacional y, por otro, por el enfrentamiento político que se estaba produciendo entre los dos candidatos líderes de la mencionada “*revolución naranja*”, Viktor Yushchenko y Yulia Timoshenko, que se disputaban la presidencia del país. Además, el gobierno ucraniano se oponía al calendario presentado por Rusia para igualar en 2011 las tarifas de gas aplicables a Ucrania con las vigentes para la UE.

Ante la falta de actuación por parte de la UE, Rusia advirtió a Ucrania que si a fecha de 1 de enero no satisfacía la deuda, al menos participialmente, procedería a realizar cortes temporales de suministro del gas hasta que esto se produjera. Por su parte, Ucrania diseñó su estrategia pensando que contaba con el apoyo europeo por diversos motivos: el primero y principal, por el mero hecho de ser un país de tránsito del suministro de gas ruso y, por tanto, un puente imprescindible para que el mismo pudiera llegar a Europa; además, tenía el respaldo europeo para ingresar en la OTAN dada su posición estratégica frente a Rusia. Sin embargo, en esta ocasión la UE le comunicó a Kiev su intención de no posicionarse en el conflicto, al entender que se trataba de una mera disputa comercial que debían resolver ambos países como Estados soberanos.

Finalmente, el 30 de diciembre, Ucrania comunicó a Rusia su intención de pagar 1.500 millones de dólares (restando una deuda de 1.200 millones más), pero se negó a pagar multas por demoras que le reclamaba Gazprom (otros 500 millones adicionales). Asimismo, aceptó una subida de hasta 210 dólares por cada 1000 m³ (en lugar de los 250 dólares que pretendía el gigante ruso), pero pidió que, en paralelo, aumentara el peaje de tránsito, de 1,7 dólares a 2 dólares por cada 1000 m³.

Ante la situación de impago por parte de Ucrania, Rusia decidió el 2 de enero cortar el suministro de gas a Ucrania, si bien continuó enviando gas a Europa a través de las redes de tránsito. Ucrania manifestó su voluntad de respetar los acuerdos de tránsito previstos en el TCE (aún estando suspendido su acuerdo comercial con Rusia para satisfacer su demanda de gas), aunque se apropió de 21 millones de m³ diarios en concepto de peaje y “gas técnico”, necesario, según Ucrania, para que los gasoductos funcionaran.

Las consecuencias del corte de suministro ruso se empezaron a percibir en algunos países periféricos, y en parte de algunos Estados miembros, como Polonia, Chequia, Bulgaria, Eslovaquia, Rumania o Alemania. La gravedad de la situación variaba de un país a otro según la existencia de reservas y almacenamientos en algunos (como Alemania), frente a la falta de tales instalaciones en otros, como en el caso de Rumanía o Bulgaria.

El 6 de enero se agravó aún más la situación, ya que Rusia decidió reducir drásticamente el suministro de gas con el fin de evidenciar ante la UE la falta de voluntad por parte de Ucrania de cumplir sus compromisos, tanto de pago como de tránsito. A esto se unió las difíciles condiciones climatológicas en plena ola de frío polar, lo que motivó que Europa comenzase a considerar el conflicto como una situación de crisis política, económica y social de alcance general, y tomara conciencia de su repercusión en el ámbito europeo.

Además, las posibles alternativas al gas ruso se mostraban inviables: por su parte Noruega advirtió que, aún tratando de incrementar su suministro a Europa mientras durara el conflicto, sus reservas eran muy limitadas; por otro lado, los Estados miembros no estaban dispuestos a utilizar las reservas de sus almacenamientos de GNL ante la incertidumbre de la duración de la suspensión del suministro y, en cualquier caso, tampoco hubiera sido suficiente para sustituir, en su totalidad, el suministro recibido por gasoducto; y la falta de gasoductos alternativos impedía, asimismo, la recepción de gas procedente de otros países productores.

El 8 de enero se acordó el envío de observadores a la zona, a fin de poder analizar la cantidad de gas que Rusia enviaba a Ucrania y que ésta, a su vez, direccionaba a Europa, pero también surgieron discrepancias en cuanto a la composición del grupo de observadores. Finalmente, se acordó que oficiales ucranianos y rusos acompañaran a los funcionarios comunitarios en estas inspecciones, los cuales eran responsables de verificar que la cantidad de gas ruso que entrara en las tuberías ucranianas fuese la misma que posteriormente se reenviaba a Europa.

El suministro de gas se reinició, esta vez de forma continuada, el 13 de enero pero, a pesar de esto, en los sucesivos días el gas continuaba sin llegar a los países consumidores en las condiciones habituales. A este respecto, Ucrania aseguraba no recibir las cantidades

de gas que Rusia decía que suministraba, mientras que Rusia acusaba a Ucrania de no permitir el paso del gas a Europa. Surgió así una disputa por el llamado “gas tecnológico” necesario para mover los compresores que hacían circular el gas y que suponía un 8% de los consumos y que Ucrania afirmaba no recibir. Y, por su parte, el grupo de observadores encontraba cada vez más trabas para acceder a las infraestructuras, tanto rusas como ucranianas.

El 16 de enero, Putin propuso crear un consorcio de países europeos que comprara a Gazprom el llamado “gas tecnológico” y se hiciera cargo de los demás costes comunes del transporte, y así poder compartir los gastos y riesgos del tránsito de gas entre todos los países afectados. A estos efectos, se reunió el 17 de enero en Moscú con EOn, Gaz de France, ENI y OMV para negociar una fórmula que permitiera asumir entre todos los gastos del “gas tecnológico” y los riesgos del transporte (calculados en 555 millones euros/trimestre).

Así, se acordó que para el año 2009 Ucrania disfrutaría aún de un descuento del 20% a pesar de haber sufrido una importante subida en el precio del suministro de gas (360 dólares, frente a los 180 que venía pagando, aunque todavía difiere de los 450 dólares/m³ que paga Europa). A cambio, Kiev se comprometió a mantener durante ese año la tarifa de tránsito vigente (1,70 dólares/1.000 m³/100 Km.), sin elevarla como pretendía. A partir de 2010, Ucrania estaría obligada a pagar los mismos precios que Europa occidental, y elevaría casi al doble la tarifa de tránsito (a 2,50 dólares/1.000 m³)⁵⁹⁹.

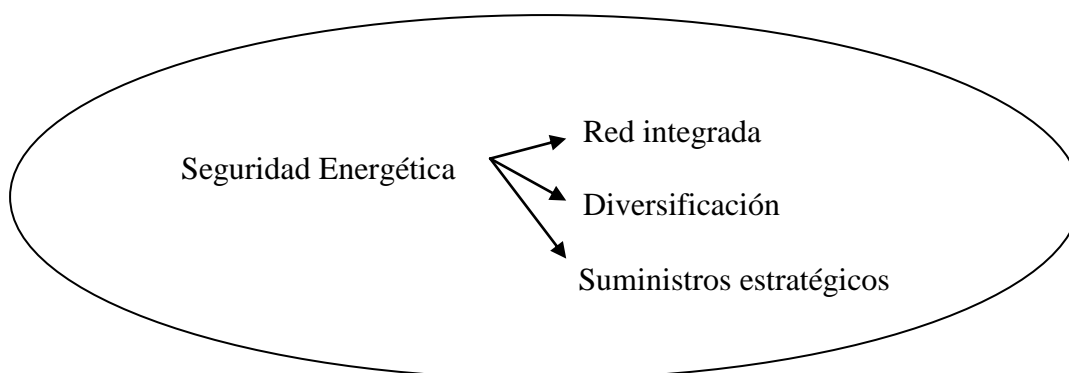
⁵⁹⁹ El 11 de octubre de 2011, un juez ucraniano condenó a Y. Tymoshenko por abuso de poder a siete años de prisión y tres años de inhabilitación para ocupar cargo público, impidiéndole así poder presentarse a las elecciones parlamentarias que tendrán lugar en Ucrania en 2012. Según la sentencia, este acuerdo de aprovisionamiento de gas entre Rusia y Ucrania, suscrito por la entonces Primera Ministra Yulia Tymoshenko con el Gobierno del Kremlin, ha supuesto pérdidas millonarias a la empresa estatal de hidrocarburos Naftogaz al contener, entre otras, una cláusula “take or pay” según la cual Ucrania se compromete a comprar 52 bcm/año con independencia de su consumo y a pagar 323 Euros/Tcm. Por su parte, el Primer Ministro ucraniano, Mykola Azarov, ha comunicado a las autoridades rusas su intención de reducir el consumo de gas ucraniano para 2012 a 27 bcm/año y ha solicitado una reducción en el precio de 194 Euros/Tcm. Gazprom, por su parte, ha condicionado la renegociación de las cláusulas contractuales de su acuerdo de aprovisionamiento a la obtención de una posición determinante en las redes de transporte de gas ucraniano, algo a lo que el Gobierno de Kiev se ha estado negando en los últimos años.

La Alta Representante de la UE, C. Ashton, ha considerado esta sentencia como un linchamiento político del actual gobierno ucraniano contra los anteriores líderes políticos, anunciando que la misma tendrá importantes repercusiones en las relaciones entre Ucrania y la UE, que se encuentran en plena fase de negociación del acuerdo de libre comercio (*Deep and Comprehensive Free Trade Agreement* – DCFTA) entre la UE y Ucrania, como parte de un futuro acuerdo de asociación (*association agreement*). Por su parte, Rusia ha definido esta sentencia como un acto contra el Kremlin y EEUU también se ha pronunciado en contra de esta sentencia, vaticinando que con la misma Ucrania se aleja de Europa. A este respecto, véase:

También se acordó que habría revisiones trimestrales de los precios, al igual que estipula Rusia para los países comunitarios. Además, los países europeos decidieron asumir el coste del “gas tecnológico” y se acordó crear un consorcio internacional para intervenir en futuras crisis.

Así, el nuevo contrato de suministro de gas ruso a Ucrania y de tránsito de hidrocarburos tendría una duración de diez años. No obstante, se acordó también la construcción de rutas alternativas para el gas, pero sin dejar de operar a través de Ucrania. De hecho, en la reunión que mantuvieron el Comisario de Energía, Gunther Oettinger, y el Ministro de Industria ucraniano Yuriy Boyko, el 29 de septiembre de 2011, reafirmaron la importancia de Ucrania como país de tránsito del gas ruso a la UE, y el Comisario de Energía anunció una inversión comunitaria de 231 millones de Euros para mejorar el sistema de gasoductos de este país⁶⁰⁰.

Las enseñanzas que entresacó Europa de esta crisis son evidentes y verificó, una vez más, la ecuación necesaria para garantizar la seguridad energética:



En primer lugar, se puso de manifiesto la interdependencia existente entre Rusia y Ucrania para que el gas pueda llegar a Europa, lo que se traduce para la UE en una doble vulnerabilidad: vulnerabilidad de origen, frente a Rusia, y vulnerabilidad de tránsito, frente

<http://www.icis.com/heren/articles/2011/10/11/9499212/ukraine-former-prime-minister-jailed-over-russia-natural-gas-contract.html>;

<http://www.easternpartnership.org/publication/politics/2011-11-02/ukraine-roundabout-eu-and-russia>

⁶⁰⁰ Platts EU Energy October 7, 2011, p. 5.

a Ucrania. Como se recogió en el documento de conclusiones del Consejo de Ministros de Energía, en su sesión extraordinaria celebrada el 12 de enero de 2009⁶⁰¹, *“la presente crisis ha puesto de manifiesto la importancia de un refuerzo urgente de la política energética en los Estados miembros y a nivel de la UE con el fin de impedir futuras interrupciones en el suministro de energía o para atajar sus consecuencias”*.

Para ello, el Consejo señaló varias prioridades para velar por la seguridad del suministro en la UE. En primer lugar, el Consejo destacó la necesidad de construir nuevas infraestructuras energéticas intracomunitarias (principalmente almacenamientos de GNL y nuevos gasoductos) con un claro objetivo: promover el intercambio intracomunitario para obtener una red europea integrada que permita, por un lado, compartir suministros y reservas entre los Estados miembros (en base al principio de solidaridad) y, por otro, coordinar las políticas energéticas nacionales, con el fin de que la UE pueda interaccionar como un único actor de cara a obtener contratos de aprovisionamiento en condiciones más ventajosas.

En segundo lugar, se llamó la atención sobre la necesidad de abrir nuevos corredores energéticos, que permitan incrementar el volumen de los suministros procedentes de otras regiones ricas en hidrocarburos, pero geográficamente más lejanas, como Oriente Medio y el norte y el centro de África. En este sentido, las instituciones comunitarias han tenido en cuenta las conclusiones obtenidas en los proyectos europeos *“Energy corridor optimisation for European markets of gas, electricity and hydrogen (ENCOURAGED)”*⁶⁰² de 2005, y *“Risk of Energy Availability: Common Corridors for Europe Supply Security (REACCESS)”*⁶⁰³ de 2009, que completa el estudio anterior y en el

⁶⁰¹ El texto de las conclusiones de esta sesión extraordinaria del Consejo de Ministros de Energía se encuentra disponible en: <http://register.consilium.europa.eu/pdf/es/09/st05/st05215.es09.pdf>.

⁶⁰² Este proyecto está destinado a diseñar escenarios para el aprovisionamiento de energía de la UE en base a las rutas e infraestructuras para el transporte de energía económicamente más óptimas, identificando los posibles obstáculos para la construcción de las mismas y atendiendo al contexto geopolítico de cada región y a las necesidades de inversión en la misma. En el sector eléctrico, destacan las conexiones entre ambas riberas del Mediterráneo occidental, la Europa mediterránea oriental con Turquía, y la Europa del este con las antiguas repúblicas ex-soviéticas. En cuanto al hidrógeno, los corredores óptimos proceden de Islandia (de origen geotérmico o hidroeléctrico), Noruega y Rumanía (hidroeléctrico). También se consideran con importante potencial los corredores de África del Norte (de origen solar y eólico) y de Rumanía, Bulgaria y Turquía, aunque su coste estimado es elevado.

⁶⁰³ Para consultar más información sobre este estudio y sus conclusiones véase: <http://reaccess.epu.ntua.gr/LinkClick.aspx?fileticket=e26yrScOcg%3d&tabid=721>

que se incluyen los corredores destinados al transporte de petróleo y se valoran las condiciones técnicas, económicas y medioambientales.

Según se concluye en el proyecto ENCOURAGED, en 2030 Rusia, Noruega y Argelia aumentarán su importancia como aprovisionadores de gas de la UE, pero el potencial aprovisionador de otras regiones como Oriente Medio y el norte y centro de África (especialmente Qatar, Libia, Egipto y Nigeria) sería muy superior si se realizasen las inversiones necesarias y se construyesen las infraestructuras adecuadas. Además, se destaca la importancia de desarrollar rutas directas para la exportación de gas procedente de la región del Caspio hacia la UE, a través de Turquía y del Mar Negro, así como el desarrollo de nuevas plantas de GNL ubicadas en destino y en origen procedentes de la región del Golfo, el norte y África occidental. Según estas previsiones sería necesaria una inversión de entre 90 y 164 billones de Euros en gasoductos, instalaciones de almacenamiento subterráneo y terminales de licuefacción y regasificación.

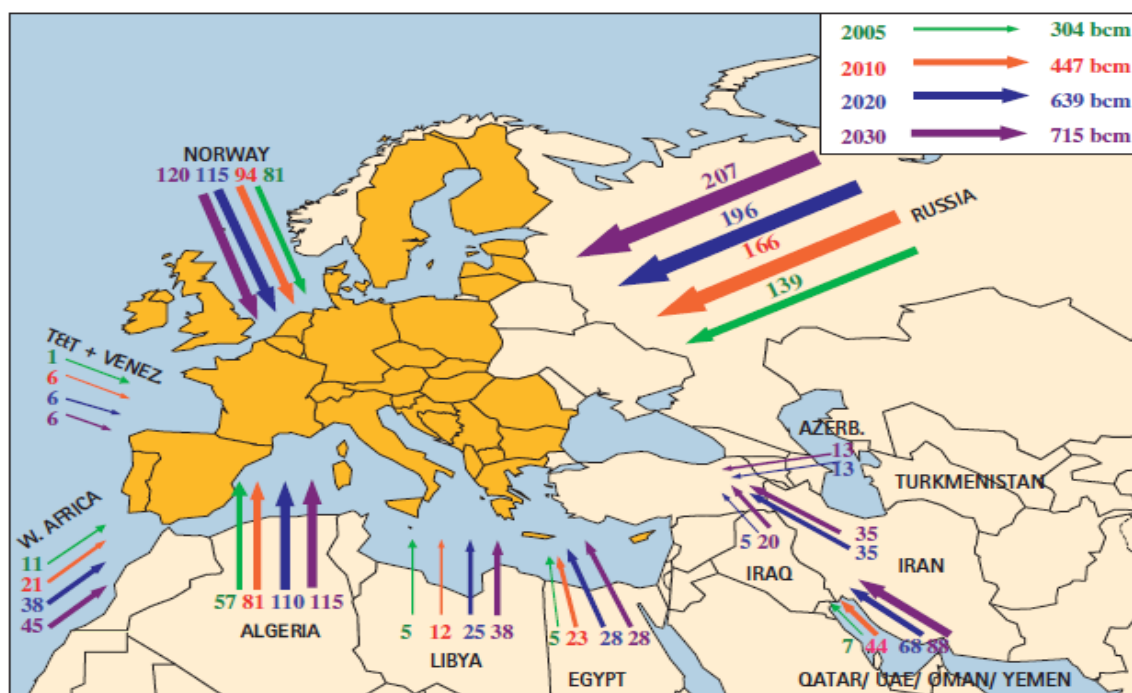


Figura 43. Previsión de las exportaciones de gas a la UE en 2030.

Fuente: ENCOURAGED Project (2005).

Así pues, para poder cubrir la demanda de gas de la UE para 2030 se detectan seis áreas prioritarias en materia de infraestructuras: el Corredor Meridional del gas, el

establecimiento de infraestructuras de almacenamiento de GNL diversificadas y adecuadas para Europa, la interconexión efectiva de la región báltica, el anillo de energía mediterráneo, la necesidad de interconexiones Norte-Sur adecuadas de gas⁶⁰⁴ y electricidad en Europa Central y Sudoriental, y la red marítima en el Mar del Norte⁶⁰⁵.

Por último, el Consejo señaló la necesidad de seguir promoviendo el desarrollo de las energías renovables con el fin de reducir la dependencia de los hidrocarburos, sin abandonar otras fuentes de energía, como la nuclear o el carbón limpio.

⁶⁰⁴ Con ocasión de la reunión del Consejo de la UE de 4 de febrero de 2011, el Presidente de la CE se reunió con el Primer Ministro de Bulgaria, República Checa, Hungría, Polonia, Eslovaquia y Rumanía para analizar el proyecto de construcción de un Corredor de gas Norte-Sur, que permita unir los mercados de gas de la región del Mar Báltico (incluido Polonia), el Mar Adriático, el Mar Egeo hasta llegar al Mar Negro, afectando a Polonia, República Checa, Eslovaquia, Hungría, Rumanía, Austria y Croacia. Más adelante, la UE pretende extender este proyecto a los siguientes países de la Comunidad de la Energía: Albania, Bosnia y Herzegovina, Croacia, Macedonia, Montenegro, Serbia y Kosovo. Dado el carácter estratégico que presentan estas interconexiones de gas en el ámbito comunitario y su importante vinculación con el Corredor Meridional, se les dedica un amplio análisis en el siguiente epígrafe de esta tesis.

⁶⁰⁵ Se han detectado corredores energéticos estratégicos en función de su origen, cada uno de los cuales tiene a su vez rutas diferentes y, en ocasiones, parcialmente coincidentes: el corredor intra-europeo procedente del Mar del Norte y Noruega hacia Reino Unido (principalmente a través del gasoducto *Langeled*); el procedente de Rusia a través de Turquía, y el extendido a Bulgaria, Serbia, Croacia, Hungría y Austria (*Blue Stream I y II*); el procedente del Caspio y Oriente Medio [el denominado Cuarto Corredor o *South Stream* que incluye principalmente el gasoducto *Nabucco* y el interconector *Turquía-Grecia-Italia* (ITGI) y, potencialmente, el gasoducto *Transadriático* (TAP) entre Grecia-Albania-Italia y el interconector *Azerbaiyán-Georgia-Rumania* vía el Mar Negro (AGRI) también conocido como *White Stream*]; el que se origina en el Golfo Pérsico y llega a Europa a través de Oriente Medio y/o Turquía para luego discurrir por el Mediterráneo o, alternativamente, rodeando África; el procedente de África del Norte atravesando también el Mediterráneo (gasoductos *Galsi* y *Medgaz*); y el que transcurre por el Atlántico desde el África Occidental (mediante el *gasoducto transahariano*). Para una información más completa de los corredores energéticos y los proyectos de infraestructuras prioritarios señalados por la CE véase: Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: “Energy infrastructure priorities for 2020 and beyond - A Blueprint for an integrated European energy network”, 17 November 2010, Brussels, COM (2010) 677/4 y la propuesta de Reglamento sobre Infraestructuras Energéticas Trans-Europeas, de 19 de octubre de 2011 (ref. COM (2011) 658 final).

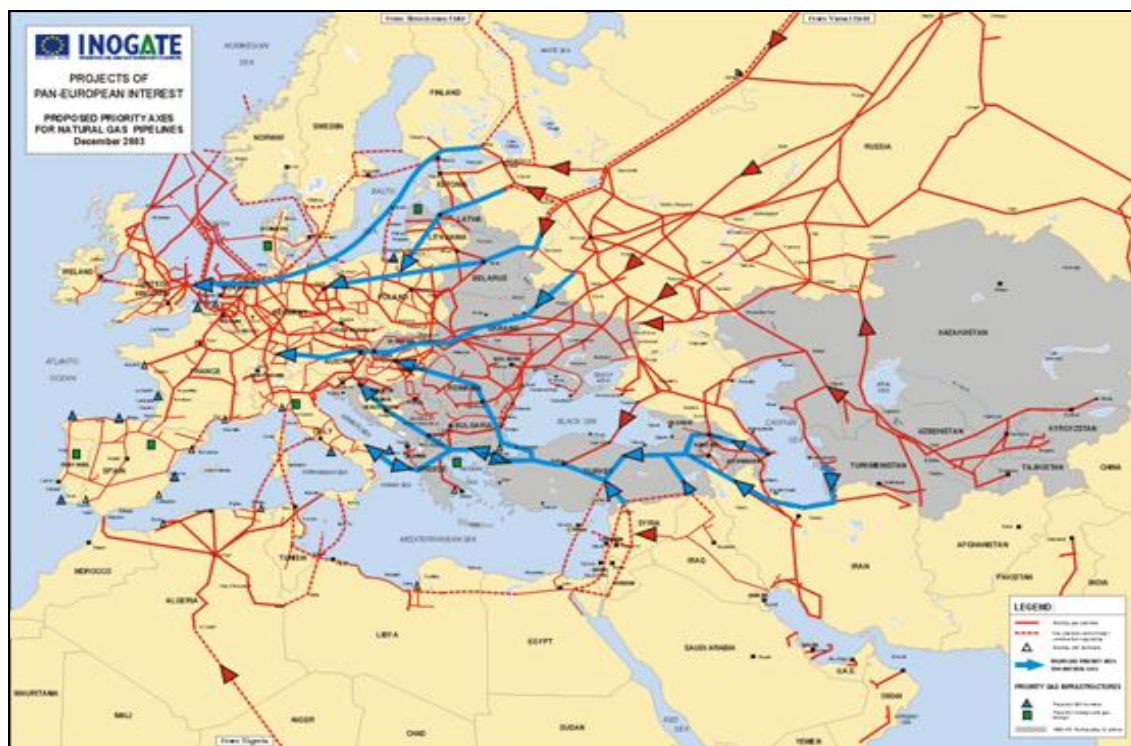


Figura 44. Mapa de los principales corredores de gas de la UE.

Fuente: INOGATE (2003)

En conclusión, la cooperación energética entre la UE y Rusia es crucial para afianzar la seguridad en materia de energía en el continente europeo. La creciente demanda de energía, en especial de gas, indica que las importaciones energéticas procedentes de Rusia van a aumentar en un horizonte próximo. Las negociaciones previstas sobre un nuevo tratado marco exhaustivo dentro del *post* Acuerdo de Asociación y Cooperación (PCA) ofrecen la oportunidad de ponerse de acuerdo en el seno de la UE sobre los objetivos y principios de cooperación energética de una manera equilibrada y vinculante. Esto no sólo repercutirá en las condiciones del comercio UE-Rusia y la inversión en el sector de la energía, sino que sus efectos se extenderán a través de la economía, favoreciendo de este modo la diversificación industrial y el desarrollo tecnológico que Rusia necesita y demanda. También reportará beneficios a los países de tránsito y a los productores de Europa del Este, el Cáucaso meridional y el Asia Central.

Pero para poder alcanzar un acuerdo económico entre la UE y Rusia es necesario establecer previamente un acuerdo político sólido que permita fortalecer las relaciones en términos generales entre ambas partes y, para ello, es necesario que los algunos Estados miembros superen sus recelos y otros aparquen sus intereses nacionales que, con

frecuencia, impiden los intentos comunitarios de expresarse “*con una sola voz*” frente a sus interlocutores más estratégicos.

IV.2.4. Otras iniciativas de cooperación regional más recientes: la Asociación Oriental, un paso más a la Sinergia del Mar Negro. El Corredor Meridional o la nueva “ruta de la seda”: la carrera por los grandes gasoductos y el papel de Turquía como país de tránsito.

La *Asociación Oriental* se pone en marcha en la Cumbre de Praga de 7 de mayo de 2009 como un empeño común de los Estados miembros de la Unión Europea y sus socios de Europa Oriental para promover la asociación política y una mayor integración económica entre la Unión Europea y los países asociados interesados⁶⁰⁶.

Esta nueva asociación regional está formada por Armenia, Azerbaiyán, Bielorrusia⁶⁰⁷, Georgia, Moldavia y Ucrania⁶⁰⁸, y está basada en compromisos sustentados en los principios del Derecho Internacional y valores fundamentales tales como la democracia, el Estado de Derecho y el respeto de los Derechos Humanos y las libertades fundamentales, la economía de mercado, el desarrollo sostenible y la buena gobernanza⁶⁰⁹.

⁶⁰⁶ Council document: “*Joint Declaration of the Prague Eastern Partnership Summit*”. Prague, 7 May 2009 (Brussels, 7 May 2009_8435/09).

⁶⁰⁷ Bielorrusia fue invitada a formar parte de la Asociación Oriental, a pesar de no pertenecer a la Política Europea de Vecindad, con el fin de ofrecerle la oportunidad de intensificar las relaciones bilaterales con la UE y que pudiera aprovechar las sinergias del marco multilateral de la Asociación para impulsar las reformas económicas y democráticas que se están llevando a cabo en dicho país.

⁶⁰⁸ Respecto a la situación de las relaciones bilaterales entre la UE y Rusia, véase el pie de página 598, así como el documento de trabajo: I. Solonenko, “*Added value? The Eastern Partnership and EU-Ukraine Bilateral Relations*”, Internationale Politik und Gesellschaft nº 3, Friedrich Ebert Stiftung, 2011.

⁶⁰⁹ Esta iniciativa regional difiere del proceso de cooperación conocido como *Sinergia del Mar Negro*, que comprende los cinco países miembros de la Asociación Oriental (a excepción de Bielorrusia) así como Turquía y Rusia, y que centra su atención en tratar de dar soluciones a los problemas específicos existentes en la región del Mar Negro. Por su parte, la Asociación Oriental persigue un objetivo más amplio y ambicioso como es lograr el alineamiento de los países socios con la UE.

En el proceso conocido como *Sinergia del Mar Negro*, que fue lanzado oficialmente en Kiev en febrero de 2008 durante la reunión de los Ministros de Asuntos Exteriores de la UE con sus homólogos de los países que conforman la región del Mar Negro, la energía tiene especial protagonismo al considerar que los países del Mar Negro ocupan una posición estratégica en el aprovisionamiento energético de la UE. Tanto los instrumentos específicos (como la “*iniciativa de Bakú*”, el diálogo sobre la seguridad energética, la Política Europea de Vecindad –PEV–), como los instrumentos generales (las relaciones bilaterales, la ayuda económica a través de instrumentos financieros comunitarios como el ENPI y el NIF, la ampliación de la Comunidad de la Energía, la adhesión a la OMC) constituyen los medios para armonizar las normativas y definir un marco claro, transparente y no discriminatorio. Para ello se han constituido una serie de



Figura 45. Mapa de la Asociación Oriental.

Fuente: Comisión Europea (2010).

Esta nueva *dimensión meridional* se ubica dentro de la Política Europea de Vecindad, y complementa las actuales relaciones de carácter bilateral que mantiene la UE con cada uno de los países asociados. Por tanto, se desarrolla sin perjuicio de las aspiraciones que cada país asociado pueda tener en cuanto a su futura relación con la UE.

El fin último que persigue esta nueva asociación es profundizar e intensificar las relaciones bilaterales entre la UE y los países asociados, de cara a sentar las bases de futuros Acuerdos de Asociación que establezcan zonas de libre comercio que faciliten los intercambios transfronterizos, favorezcan las inversiones en la región y permita una

partenariados sectoriales (“*sector partnerships*”) en materia de medioambiente, transporte y energía, que pretenden impulsar las mejoras en cada uno de estos sectores y aprovechar sus sinergias en toda la región. La marcha de los trabajos que se desarrollen en el ámbito del partenariado energético estará liderada por Bulgaria y, a este respecto, la UE ya ha manifestado su interés por potenciar la búsqueda de fuentes de energía alternativas, fomentar la estabilidad y la eficiencia energéticas, así como promover la modernización de las infraestructuras y el lanzamiento de un nuevo corredor energético en el eje Mar Caspio-Mar Negro. Para un análisis más amplio sobre esta cuestión véase: A. Remiro, P. Andrés, L. Pérez-Prat, R. Riquelme, “*Los límites de Europa*”, Academia Europea de Ciencias y Artes, Madrid, 2008, p. 415 y ss; la Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo: “*La Sinergia del Mar Negro, una nueva iniciativa de cooperación regional*”. Bruselas, 11.04.2007. COM (2007) 160 final; y Nota de Prensa de 15 de marzo de 2010 de la CE sobre la evolución de la Sinergia del Mar Negro, disponible en: <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=MEMO/10/78&format=HTML&aged=1&language=EN&guiLanguage=en>.

aproximación de las normativas que conduzca a una convergencia con la legislación y las normas de la UE⁶¹⁰.

Los nuevos Acuerdos de Asociación (*“association agreement”*) sustituirán los anteriores Acuerdos de Asociación y Cooperación (*“Partnership and Cooperation Agreement”*) que habían sido suscritos en los años noventa. Cabe cuestionarse sobre el verdadero alcance jurídico que tiene la sustitución de una figura por otra y, para ello, hay que recurrir al propio Tratado de Lisboa, en el que se establece la diferenciación⁶¹¹.

Así, el art. 217 del Tratado de Funcionamiento de la UE establece que *“la Unión podrá celebrar con uno o varios terceros países o con organizaciones internacionales acuerdos que establezcan una asociación que entrañe derechos y obligaciones recíprocos, acciones comunes y procedimientos particulares”* y, para ello, se prevé un procedimiento al efecto en el que se requiere el acuerdo por unanimidad del Consejo, y el consentimiento del PE.

Por su parte, los Acuerdos de Asociación y Cooperación se sustentan sobre las premisas del art. 212, en el que se prevé que *“la Unión llevará a cabo acciones de cooperación económica, financiera y técnica, entre ellas acciones de ayuda en particular en el ámbito financiero, con terceros países distintos de los países en desarrollo. Estas acciones serán coherentes con la política de desarrollo de la Unión y se llevarán a cabo conforme a los principios y objetivos de su acción exterior”*. Para suscribir estos acuerdos sólo es necesario el acuerdo por mayoría cualificada del Consejo e, incluso, no requieren el dictamen favorable del PE.

Así pues, los nuevos Acuerdos de Asociación firmados por la UE con los países que conforman la *Asociación Oriental* servirán para impulsar las importantes reformas democráticas internas que son necesarias para aproximarse de manera gradual, política y

⁶¹⁰ Los nuevos Acuerdos de Asociación tendrán un ámbito más amplio incluyendo aspectos relacionados con el comercio y la Política Exterior y de Seguridad, y la aproximación en materia de legislación y regulación. Los primeros Acuerdos de Asociación que se suscribirán en el ámbito de la Asociación Oriental serán con Ucrania y Moldavia, cuya incorporación a la Comunidad de la Energía facilitará el proceso de integración que prevé esta asociación.

⁶¹¹ Para información general de los Acuerdos de Asociación y los Acuerdos de Asociación y Cooperación, consúltese la pagina sobre relaciones exteriores de la UE:
http://europa.eu/legislation_summaries/external_relations/index_en.htm.

económicamente a la UE. Y, al mismo tiempo, permitirá a los países asociados beneficiarse, recíprocamente, de las condiciones de libre acceso al Mercado Interior comunitario, y estar exentos de las obligaciones derivadas de la política de visados de la UE.

Este proceso se sustenta en un marco institucional⁶¹² basado en reuniones bienales de los Jefes de Estado o de Gobierno, reuniones anuales de primavera de los Ministros de Asuntos Exteriores de la UE y los socios orientales, cuatro plataformas temáticas correspondientes a los principales ámbitos de cooperación (Democracia, buena gobernanza y estabilidad; Integración económica y convergencia con las políticas de la UE; Seguridad energética; y Contactos entre los ciudadanos) y grupos de trabajo especializados que dan apoyo técnico a estas áreas temáticas⁶¹³. Además, bajo el paraguas del nuevo Instrumento Europeo de Vecindad y Asociación (ENPI-IEVA), cuenta con un apoyo financiero comunitario creciente (450 millones de Euros en 2008 hasta 785 millones de Euros en 2013), destinado al desarrollo de programas bilaterales con cada Estado socio, así como otros fondos destinados a financiar el marco institucional, la cooperación transfronteriza y los préstamos de instituciones internacionales (*Neighbourhood Investment Facility* –NIF-).

La primera reunión de los Ministros de Asuntos Exteriores de la UE y los países socios tuvo lugar en diciembre de 2009, y en ella se aprobó el Programa de Trabajo 2009-2011 de las cuatro áreas temáticas, así como una serie de iniciativas prioritarias entre las que se encuentra la gestión integrada de fronteras; los mercados eléctricos regionales, la eficiencia energética y los recursos renovables; la prevención de desastres naturales y accidentes; la gobernanza medioambiental y de pequeñas y medianas empresas; y el corredor meridional de la energía. Asimismo, en 2009 se creó la Asamblea Parlamentaria (*EU Neighbourhood East Parliamentary Assembly* – EURONEST -), que representa la dimensión parlamentaria de la Asociación Oriental y está formada por 120 miembros (60 diputados del Parlamento Europeo y 10 de cada uno de los países socios orientales: Armenia, Azerbaiyán, Bielorrusia, Georgia, Moldavia y Ucrania).

⁶¹² Para obtener un amplio análisis del funcionamiento institucional de la Asociación Oriental en sus primeros años de andadura, véase: L. Delcour, “*The Institutional Functioning of the Eastern Partnership: an early assessment*”, Eastern Partnership Review nº 1, Estonian Center of Eastern Partnership, October 2011.

⁶¹³ Commission Staff Working Document accompanying the Communication from the Commission to the European Parliament and the Council: “*Eastern Partnership*”. COM (2008) 823.

La Asamblea se reunió por primera vez en septiembre de 2009 en Bruselas y, durante la misma, se preparó el encuentro con el Foro de la Sociedad Civil (*EaP Civil Society Forum*⁶¹⁴) que tuvo lugar el 16 y 17 de noviembre de 2009 y en el que participaron la CE, la Presidencia del Consejo, el Comité Europeo Económico y Social y 200 representantes de la sociedad civil. Este Foro presentó sus conclusiones en el primer encuentro ministerial de diciembre del mismo año, en el que los Ministros reconocieron la importancia de implicar a la sociedad civil en el proceso de reformas que persigue la *Asociación Oriental*, como actores activos en la promoción de los valores democráticos y el respeto de los Derechos Humanos⁶¹⁵.

Por último, en el ámbito institucional, hay que mencionar importantes avances producidos en septiembre de 2011, como la creación de la Conferencia de Autoridades Regionales y Locales de la Asociación Meridional (*Conference of Regional and Local Authorities of the Eastern Partnership - CORLEAP*⁶¹⁶), inaugurada en la ciudad polaca de Poznan, y el Foro de Negocios de la Asociación Meridional (Eastern Partnership Business Forum, fundado en la ciudad de Sopot. Mientras que la primera aspira a conseguir una mayor involucración de las autoridades regionales y locales en esta iniciativa a través de la financiación de proyectos dirigidos a reforzar en el ámbito local la democracia, los Derechos Humanos y la participación ciudadana, el segundo sirve de plataforma para compartir experiencias y establecer contactos de negocios que ofrezcan oportunidades de inversión en la región.

En el ámbito específico de la energía, la Asociación Oriental tiene por objetivo consolidar la seguridad energética reforzando la cooperación con vistas a garantizar un suministro y un tránsito de energía estable y seguro a largo plazo, en particular, mediante una mejor reglamentación, una mayor eficiencia energética y el uso de fuentes de energía renovables. Como puso de manifiesto la CE en su Comunicación para la Asociación

⁶¹⁴ Para más información sobre la composición y los objetivos del Foro de la Sociedad Civil véase: <http://www.epd.eu/homepage/eastern-partnership-civil-society-forum>.

⁶¹⁵ Para un análisis completo de las principales dificultades que han surgido en los inicios de la Asociación Oriental véase: J. Boonstra y N. Shapovalova, “*La Asociación Oriental de la Unión Europea: Un año de retrocesos*”, Documento de Trabajo nº 99, Fundación para las Relaciones Internacionales y el Diálogo Exterior (FRIDE), mayo 2010.

⁶¹⁶ Para más información, véase: <http://www.cor.europa.eu/pages/CoRAWorkTemplate.aspx?view=folder&id=d15a0605-0fb1-427d-b8e4-b78233dcaece&sm=d15a0605-0fb1-427d-b8e4-b78233dcaece>

Oriental de 13 de diciembre de 2008, *“la inestabilidad en el Cáucaso Meridional puede también amenazar la propia seguridad energética de la región. Una enorme central hidroeléctrica georgiana está situada en las cercanías de Abjacia. Georgia intercambia electricidad con Armenia y Azerbaiyán. El abastecimiento de gas procedente de Rusia llega a Armenia a través de Georgia. El principal gasoducto que va desde la Federación de Rusia hasta los Balcanes atraviesa la región moldava de Trans-Dniéster. Estos factores minan la confianza de los inversores en relación con las perspectivas de la sostenibilidad del transporte de energía a través del Cáucaso y por lo que respecta a la estrategia de la UE para asegurar nuevos proveedores en Asia Central”*⁶¹⁷.

Por tanto, la CE propuso como medidas específicas para reforzar la cooperación energética en la región: la inclusión de disposiciones sobre la “interdependencia energética” en los acuerdos de asociación, respaldar las negociaciones sobre la pertenencia de Ucrania y Moldavia a la Comunidad de la Energía⁶¹⁸, celebrar memorandos de acuerdo sobre aspectos relacionados con la energía con Moldavia, Georgia y Armenia que contribuyan a reforzar y controlar la seguridad de abastecimiento y el tránsito de energía (en particular en relación con las infraestructuras energéticas clave⁶¹⁹), favorecer la plena integración del mercado energético de Ucrania con el de la UE y reforzar el compromiso político de cara a una convergencia gradual con Azerbaiyán, como único país perteneciente a la Asociación que exporta hidrocarburos a la UE, entre otras.

⁶¹⁷ COM (2008) 823 final y SEC (2008) 2974/3.

⁶¹⁸ Desde el 1 de mayo de 2010 y 1 de febrero de 2011, respectivamente, Moldavia y Ucrania son miembros de pleno derecho de la Comunidad de la Energía. Como se refleja en el documento de conclusiones de la segunda Cumbre de la Asociación Meridional, celebrada en Varsovia el 30 de septiembre de 2011, se anima a los demás miembros de la Asociación a ratificar el Tratado de la Comunidad de la Energía, como un paso previo y esencial para lograr la integración de sus mercados de energía y reforzar la seguridad energética en la región. A este respecto, véase: Joint Declaration of the Eastern Partnership Summit, Warsaw, 29-30 September 2011, p. 5.

⁶¹⁹ En los últimos años, la UE ha intensificado sus relaciones bilaterales con los países productores de energía de la región del Caspio y Asia Central, con el fin de abrir nuevas vías para futuros acuerdos estratégicos que permitan garantizar la seguridad energética, la cooperación industrial, el desarrollo de los sectores energéticos y la promoción de las inversiones. En concreto, ha firmado Memorandos de Entendimiento con Azerbaiyán (en noviembre de 2006), Kazajistán (diciembre de 2006) y Turkmenistán (mayo 2008). Las negociaciones de los nuevos Acuerdos de Asociación con Ucrania, Moldavia, Armenia, Azerbaiyán y Georgia se iniciaron durante el año 2010, y la UE ha expresado su interés en impulsar este proceso. Para un análisis más completo del estado de las negociaciones y los acuerdos alcanzados, véase: *“Implementation of the Eastern Partnership: Report of the meeting of Foreign Affairs Ministers, December 13, 2010”*. Ref. MD 335/10 REV 2.

El grupo de trabajo sobre seguridad energética (*EaP Platform 3 – Energy security*) se constituyó en 2009 y mantiene reuniones trimestrales en las que participan representantes de la CE, los veintisiete Estados miembros, el Parlamento Europeo, el BEI, el BERD, el Consejo Europeo Económico y Social, la Secretaría de la Comunidad de la Energía y los representantes de los seis países asociados. El principal objetivo que persigue este grupo de trabajo es reforzar el marco de cooperación y solidaridad entre los países asociados para garantizar la seguridad energética, promover las interconexiones de electricidad, gas y petróleo, diversificar los suministros, promover el desarrollo de las energías renovables y la eficiencia energética en la región y lograr la armonización de los marcos regulatorios⁶²⁰. Entre los proyectos energéticos que más interés suscita para los países asociados se encuentra la construcción del Corredor Meridional (“*Southern Corridor*” o también llamado “*el cuarto corredor*”), considerado proyecto prioritario por la CE en su *Segunda Revisión Estratégica* de noviembre de 2008⁶²¹, y respaldado por la Comunicación de la CE sobre Infraestructuras de Energía Prioritarias para 2020 en adelante, de noviembre de 2010⁶²².

Este proyecto nació durante la Cumbre de Praga de 8 mayo de 2009⁶²³, tras cuatro años de intensas relaciones entre la UE y países de Asia Central, el sur del Cáucaso, la región del *Mashrek* y Oriente Medio (en concreto, Azerbaiyán, Egipto, Georgia, Irak, Kazajistán, Turkmenistán, Turquía y Uzbekistán). En la Cumbre también participaron, como observadores, la Federación de Rusia, los Estados Unidos y Ucrania, así como instituciones financieras internacionales (BEI, BERD y el Banco Mundial)⁶²⁴.

⁶²⁰ A este respecto, véase el Programa de Trabajo para 2012-2013 de la Plataforma en materia de Seguridad Energética de la Asociación Meridional, disponible en:
<http://www.easternpartnership.org/eap-dossier/eap-documents>

⁶²¹ En particular, el proyecto AGRI (interconexión Azerbaiyán – Georgia – Rumania) y las iniciativas puestas en marcha por el Gobierno ucraniano para traer gas procedente del Cáucaso a Rumania, Hungría y los Balcanes, así como la posible interconexión eléctrica entre Ross (Bielorrusia) – Narev (Polonia) y Ross (Bielorrusia) – Alytus (Lituania).

⁶²² Véase: Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: “*Energy infrastructure priorities for 2020 and beyond - A Blueprint for an integrated European energy network*”, 17 November 2010, Brussels, COM (2010) 677/4, p. 32.

⁶²³ “*The Declaration – Prague Summit, Southern Corridor*”, May 8, 2009.

⁶²⁴ El interés por Asia Central y su importancia como fuente de energía para Europa ha ido creciendo paulatinamente en los últimos años, si bien sus orígenes son anteriores a las primeras crisis energéticas con Ucrania en 2006. La preocupación por la diversificación de las fuentes de aprovisionamiento comunitarias se remonta a la puesta en marcha del Programa de Ayuda Técnica a la Comunidad de Estados Independientes

Este nuevo corredor energético pretende diversificar las fuentes de aprovisionamiento de gas de la UE, con el fin de reducir la dependencia de los Estados miembros de los suministros de gas procedentes de Rusia. La potencial volatilidad del suministro ruso se cuestionó tras las primeras interrupciones en el suministro de gas acaecidas en 2006 en países como Ucrania, Bielorrusia, Moldavia y Georgia. Como se reconoce en el documento de la Estrategia Regional para Asia Central del Servicio Europeo de Acción Exterior para el periodo 2007-2013⁶²⁵ *“Asia Central, con sus importantes recursos en hidrocarburos y su localización geográfica favorable a las rutas de transporte a los mercados europeos, jugará un papel significativo en asegurar los suministros energéticos europeos”*. De hecho, el *Corredor Meridional* pretende transportar 90,6 tcm/año (frente a las reservas probadas de Rusia que ascienden a 44,2 tcm según fuentes del sector⁶²⁶) procedentes de países como Azerbaiyán, Turkmenistán e Irak, entre otros.

Según se hace constar en la declaración de la Cumbre de Praga, *“las Partes se esforzarán por establecer conexiones directas entre ambos lados del Mar Caspio como aspecto clave para la cooperación efectiva en materia de energía y con el fin de favorecer la interconexión del Corredor Meridional con la UE a través de proyectos de infraestructuras estratégicas necesarias para transportar el gas a través de barcos o gasoductos. En el sector gasista, las interconexión se establecerá, entre otros, a través del gasoducto Nabucco y el proyecto ITGI, ambos financiados por el Plan de Recuperación*

(TACIS) en 1991. Posteriormente surgieron otras iniciativas como la creación del programa de cooperación INOGATE -Transporte Interestatal de Petróleo y Gas para Europa- en 1995 (en el que participa la UE y 12 países asociados), el Libro Verde de la CE sobre diversificación de los suministros energéticos del 2000 y la *Iniciativa Bakú* de noviembre de 2004, en la que, por primera vez, se intenta unir a todos los países proveedores y de tránsito del este de Europa, entre ellos Rusia, Irán, Estados centroasiáticos y los países de las riberas del Mar Negro y el Mar Caspio. En la *Iniciativa Bakú* se establecieron los principios de las relaciones en materia de energía de este programa regional: integración de los sistemas energéticos, armonización de estándares técnicos, económicos y legales, modernización de las infraestructuras, desarrollo de nuevas interconexiones, etc. Sin embargo, las primeras crisis energéticas surgidas entre Rusia y Ucrania en enero de 2006 constituyeron un obstáculo insalvable para el éxito de este proyecto de cooperación regional. Como reacción ante estas circunstancias, la CE propuso en 2007 una nueva iniciativa de cooperación regional denominada *“Sinergia del Mar Negro”* en la que, aprovechando la reciente incorporación de Bulgaria y Rumania a la UE, se advertía la necesidad de promover la prosperidad, la estabilidad y la seguridad de los nuevos países fronterizos en torno al Mar Negro. A este respecto, nos remitimos a lo expuesto en el pie de página 607.

⁶²⁵ Disponible en: http://www.eeas.europa.eu/central_asia/rsp/07_13_en.pdf. A este respecto, véase también: Joint Progress Report by the Council and the EC to the European Council *“Relations with Central Asia”*, Brussels, 28 June 2010.

⁶²⁶ BP Statistical Review of World Energy, June 2009.

Económica aprobado por el Consejo Europeo de marzo de 2009, junto con otros proyectos dentro del corredor”.

Por tanto, en un principio, el *Corredor Meridional* se centraría en dos proyectos de gasoductos: por un lado, el gasoducto *Nabucco* que, con una longitud de 3.300 kms., transcurre desde Erzerum en Turquía a Baumgarten an der March en Austria, abriendo un corredor a través de Turquía, Bulgaria, Rumania, Hungría y Austria. Y, por otro lado, se encuentra el *Interconector Turquía-Grecia-Italia* (ITGI), que actualmente provee 0,5 bcm/año de gas al año a Grecia, pero cuya capacidad sería ampliada con vistas a poder suministrar 3,5 bcm/año a Grecia y 8 bcm/año a Italia hasta 2014⁶²⁷.



*Figura 46. Mapa del Interconector Turquía-Grecia-Italia (ITGI).
Fuente: Edison (2011).*

El gasoducto *Nabucco* está diseñado para transportar hasta 31 mil millones de metros cúbicos (bcm) de gas al año en el período 2017-2019, lo cual representaría

⁶²⁷ El *Interconector Turquía-Grecia* fue inaugurado oficialmente el 17 de noviembre de 2007 con un trazado inicial de 296 kms. que conecta Karacabey (Turquía) con Komitini (Grecia) y cuenta con 17 kms. de tubo subterráneo bajo el Mar de Mármara. Tiene una capacidad de suministro de 12 bcm/año. Está previsto que el interconector se extienda hasta Italia (ITGI), conectando Thesprotia (Grecia) con Otranto (Italia), incluyendo una parte de conducción subterránea bajo el Mar Adriático. Por su parte, la compañía estatal griega de gas DEPA, la italiana Edison y la compañía estatal turca BOTAS firmaron en junio de 2010 un Memorando de Entendimiento que permita la puesta en marcha de este proyecto con la construcción de una tubería subterránea conocida como Poseidón, con un coste aproximado entre 300 y 500 millones de Euros, y que contará con una capacidad de 8,5 bcm/año. Para más información, véase: <http://www.edison.it/en/company/gas-infrastructure/itgi.shtml>

alrededor del 5% de la futura demanda de gas en Europa⁶²⁸. El coste estimado de este proyecto asciende a 7,9 billones de Euros (aunque se prevé que podría alcanzar finalmente los 12 billones) y se espera que entre en operación a finales de 2017.

El 13 de julio de 2009 se celebró en Ankara un acuerdo intergubernamental suscrito por Austria, Hungría, Rumania, Bulgaria y Turquía, en el que las partes se comprometieron a dar respaldo político a este proyecto por un periodo de cincuenta años, acordaron los preceptos legales para garantizar el tránsito de gas en condiciones de igualdad a lo largo de todo el gasoducto, establecieron la metodología de las tarifas de transporte y las condiciones de acceso a la red, acordaron la construcción de hasta tres vías de alimentación para el gasoducto (procedente de Georgia, Irak y una tercera vía procedente de Irán, cuya viabilidad se encuentra sujeta a condicionamientos políticos) y asignaron una capacidad de 16 bcm/año para el uso de la red por terceros.

Los socios del proyecto *Nabucco* son RWE (Alemania), OMV (Austria), MOL (Hungría), Transgaz (Rumania), Bulgargaz (Bulgaria) y BOTAS (Turquía), cada uno de ellos con un 16,67% de participación. Por su parte, la Unión Europea ha financiado un 50% del estudio de viabilidad del proyecto⁶²⁹. El 28 de junio de 2005 se firmó el primer acuerdo de *Joint Venture*, en el que se establecieron las reglas de participación de los accionistas del proyecto, con el que se persigue hacer llegar a Europa el gas procedente de estos países, conectando con el gasoducto *Tabriz-Ankara* (Irán-Turquía) y *Baku-Tbilisi-Ceyhan* (*South Caucasus Pipeline*, *BTC*), que trae gas de Azerbaiyán, conectando este último ramal con Turkmenistán y Kazajistán, a través del gasoducto planeado *Trans-Caspian Gas Pipeline*⁶³⁰. Y tras meses de retraso, finalmente el 8 de junio de 2011, en la

⁶²⁸ Según anunció en mayo de 2011 el Director del consorcio responsable del proyecto *Nabucco*, Reinhard Mitschek, el comienzo de la construcción del gasoducto se ha demorado de 2012 a 2013, con lo que su entrada en funcionamiento no se prevé antes del 2017, fecha en la que también se espera que esté disponible la planta de *Shah Deniz II* de Azerbaiyán que aprovisionará de gas a este gasoducto. Fuente: Euractiv. Disponible en:

<http://www.euractiv.com/en/energy/nabucco-pipeline-construction-pushed-back-2013-news-504623>

⁶²⁹ OMV, MOL y Bulgargaz también se han comprometido con Gazprom a apoyar el proyecto del *South Stream*, lo que ha aumentado las dudas sobre la viabilidad del proyecto *Nabucco*. De hecho, en marzo de 2010, el Secretario ejecutivo de ENI (empresa que co-participa con Gazprom en el *South Stream*), propuso durante una conferencia que pronunció en Houston en la Cambridge Energy Research Associates que ambos gasoductos debían unir sus fuerzas y coordinaran sus proyectos. Esta propuesta fue rápidamente rechazada por el propio Ministro de Energía ruso Sergei Shmatko, al considerar éste que el *South Stream* es un proyecto más competitivo que el propio *Nabucco*.

⁶³⁰ Este proyecto auspiciado por los EEUU en los años noventa, y con un coste estimado de 2-3 billones de dólares, ha encontrado importantes dificultades para su implementación, a pesar de los estudios sobre

ciudad turca de Kayseri, el consorcio internacional de *Nabucco*⁶³¹ firmó un acuerdo de respaldo al proyecto (“*Project Support Agreement*”) con los cinco países de tránsito Austria, Bulgaria, Hungría, Rumanía y Turquía, con el que se culminaba un largo proceso de negociación de dos años, y en el que se establecían los derechos y responsabilidades de cada una de las partes y se concretaban aspectos legales en materia fiscal y sobre expropiación de terrenos para la construcción del gasoducto⁶³².



Figura 47. Mapa del Proyecto Nabucco.
Fuente: Nabucco gas pipeline (2011).

viabilidad del proyecto realizados por Enron y Unocal en 1999, el acuerdo sobre aprovisionamiento de gas suscrito entre Turkmenistán, Georgia, Turquía y Azerbaiyán y la creación de un consorcio internacional formado por Bechtel Group, General Electric y Shell. Este gasoducto submarino pretende conectar Turkmenistán con Bakú (Azerbaiyán), bajo el Mar Caspio, con el gasoducto ya existente que llega hasta Erzurum (Turquía), en donde conectaría con el futuro gasoducto *Nabucco*. Con este proyecto se podría transportar hasta 30 bcm/año de gas natural procedente de Turkmenistán y Kazajistán hasta el centro de Europa, circundando territorio ruso e iraní. En el año 2008, el gobierno iraní y ruso manifestaron su oposición a este proyecto por motivos medioambientales, aduciendo que cualquier proyecto que transcurra bajo el lecho marino del Mar Caspio requeriría el acuerdo de todos los Estados ribereños. Y, más recientemente, en octubre de 2011, y tras conocerse el respaldo del Consejo de Ministros de la UE para encomendar a la CE las negociaciones del acuerdo intergubernamental entre la UE, Azerbaiyán y Turkmenistán, que permita la construcción de este nuevo gasoducto, el Gobierno ruso criticó esta decisión comunitaria al considerar que afectará a la resolución del conflicto existente entre los cinco Estados ribereños (Rusia, Kazajistán, Turkmenistán, Irán y Azerbaiyán) sobre el estatus jurídico del Mar Caspio y la propiedad de las reservas de hidrocarburos existentes en el mismo.

Durante la segunda reunión de la Comisión Intergubernamental entre Turkmenistán y Azerbaiyán sobre cooperación económica, celebrada en Bakú el 25 de noviembre de 2010, los Ministros de Finanzas de ambos países manifestaron la voluntad de sus empresas energéticas para cooperar en proyectos de interés económico, y este acuerdo ha supuesto un primer paso para iniciar el diálogo y las negociaciones con la UE para la construcción de este nuevo corredor energético.

⁶³¹ <http://www.nabucco-pipeline.com/portal/page/portal/en>.

⁶³² Fuente: EU Energy, Issue 258, Platts, May 20 2011, p. 5.

El objetivo que persigue este proyecto es evitar que los hidrocarburos procedentes del Caspio y Oriente Medio tengan que atravesar territorio ruso, como ocurre en la actualidad⁶³³. Pero este proyecto no está exento de problemas tanto intrínsecos como extrínsecos⁶³⁴. Se prevé que el principal yacimiento que alimentar el gasoducto *Nabucco* sea *Shah Deniz* (Azerbaiyán), operado por BP, y que en la actualidad suministra 8,5 bcm/año a Georgia, Turquía y Grecia a través del gasoducto del Cáucaso Sur. A partir de 2017 se espera que el gas azerí procedente de una segunda fase (*Shah Deniz II*) pueda estar disponible para su transporte hasta la UE pero, a fecha de hoy, Azerbaiyán carecería de capacidad de producción suficiente para cubrir la totalidad de la demanda de gas de este gasoducto y, por otro lado, el gasoducto a través del mar Caspio que permitiría la llegada de gas de las grandes reservas de Turkmenistán y Kazajistán ofrece importantes dificultades de trazado⁶³⁵. Finalmente, Irán sería otra opción a contemplar (en calidad de tercer país productor de gas del mundo en potencia⁶³⁶), pero el bloqueo comercial impuesto por Estados Unidos, y secundado por la Unión Europea, hace dudoso el aprovisionamiento de su gas a través de este gasoducto. Además, con el actual gobierno iraní las inversiones extranjeras en proyectos energéticos encontrarían importantes dificultades económicas y técnicas. Por tanto, aún cuando Estados Unidos y la UE apoyan extraordinariamente el

⁶³³ A día de hoy, el gas de estos países del Asia Central tiene salida únicamente a través de los gasoductos rusos. Se trata de ofrecerles una vía alternativa, que permitiera a estos países vender su gas a un mejor precio a los consumidores finales, y que diera a Europa la posibilidad de disponer de nuevos suministros a los que poder acudir en competencia con el gas ruso.

⁶³⁴ Para un análisis más completo de esta problemática, véase: G.M. Winrow, “*Problems and prospects for the “Fourth Corridor”: the position and role of Turkey in gas transit to Europe*”, Oxford Institute for Energy Studies, June 2009.

⁶³⁵ Con fecha de 13 de enero de 2011, el Presidente de la CE y el Presidente de Azerbaiyán firmaron una declaración conjunta sobre el aprovisionamiento de gas a Europa que facilita el proceso de implantación del proyecto *Nabucco*. Posteriormente, durante la visita del Comisario de energía Oettinger a Bakú que tuvo lugar el 15 de abril de 2011, expresó su interés de que Azerbaiyán se convierta en el principal país aprovisionador del denominado *Cuarto Corredor*, a través de la compañía petrolera estatal SOCAR. De hecho, el 1 de octubre de 2011 finalizó el plazo para presentar ofertas de adquisición de los 10 bcm/año de gas procedentes del yacimiento *Shah Deniz II*, que serán bombeados a través de los gasoductos que finalmente conformen este *Cuarto Corredor*, como los gasoductos *Nabucco*, *ITGI*, *TAP* y, tal vez, el proyecto *White Stream*. Sobre las relaciones energéticas entre la UE y Turkmenistán, véase: J. Boonstra, “*The EU-Turkmenistan energy relationship: difficulty or opportunity?*”, Documento de Trabajo nº 5, Fundación para las Relaciones Internacionales y el Diálogo Exterior (FRIDE), octubre 2010.

⁶³⁶ A pesar de las importantes reservas de gas existentes en el país, Irán continúa siendo importador de gas dado el escaso nivel de desarrollo en el que se encuentra el sector gasista. El comercio de gas entre Irán y Turquía es la única operación viable a gran escala de exportación de gas mediante gasoductos desde la región del Caspio/Oriente Medio a Europa. Para obtener un amplio análisis de las ventajas e inconvenientes que plantearía esta posibilidad, véase: E. Kinnander, “*The Turkish-Iranian Gas Relationship: Politically Successful, Commercially Problematic*”, NG 38, Oxford Institute for Energy Studies, January 2010.

proyecto y algunos organismos internacionales, como el BEI, le han ofrecido financiación, existe cierto escepticismo de la viabilidad de este proyecto.

Asimismo, la coincidencia en la región con otros proyectos de gasoductos, con los que comparten los mismos países proveedores de origen, y similares fechas de construcción, son factores a tener en cuenta a la hora de evaluar la viabilidad de este proyecto.

Así, en 2005 Gazprom firmó un acuerdo con las alemanas BASF (a través de su empresa Wintershall), EON Ruhrgas y la holandesa Gasunie para construir el gasoducto *Nord Stream*⁶³⁷ que, con un coste previo de 7.400 millones de dólares y un trazado de 1200 kms., transportaría, bajo el Mar Báltico, unos 20 bcm/año (que podrían llegar a aumentar hasta 55 bcm/año a finales de 2012). Este gasoducto está planteado por Rusia para reducir su dependencia de tránsito de Ucrania, si bien su entrada en funcionamiento no implicará la interrupción del suministro de gas ruso en los puntos de entrada actuales en territorio comunitario, esto es, en Baumgarten⁶³⁸, en la frontera austro-eslovaca, y Waidhaus⁶³⁹, en la frontera checo-alemana.

Este proyecto consta de dos gasoductos gemelos, uno que transporta gas desde el yacimiento siberiano *Yuzhno-Russkoye* y que ha entrado en funcionamiento el 8 de noviembre de 2011, y otro que transportará el gas desde el yacimiento de *Shtokman* a partir de 2012⁶⁴⁰. Tras haber obtenido el visto bueno de los países por cuya zona pasa el gasoducto (Rusia, Suecia, Dinamarca, Alemania, Finlandia y los países bálticos), el único obstáculo que tenía este proyecto era obtener la autorización del Departamento Regional de

⁶³⁷ Para más información, véase el pie de página 545: <http://www.nord-stream.com/en/the-pipeline.html>.

⁶³⁸ En esta ciudad austriaca está previsto que finalice el trazado del gasoducto *Nabucco*, que transportará el gas centro-asiático hasta la UE. La entrada en funcionamiento de este gasoducto aumentará aún más si cabe la importancia de este punto de entrada de gas, que en la actualidad recibe a través del gasoducto *Transgas* un tercio del gas ruso que se distribuye a través de Europa. Para más información sobre el *Baumgarten Gas Hub*, véase: <http://www.ceghex.com/>

⁶³⁹ En esta ciudad alemana se ubica el punto de entrada tradicional del gas natural procedente de Rusia que se transporta a través del gasoducto Megal hasta territorio francés, a través de la República Checa y el sur de Alemania. Para más información a este respecto, véase: EU ENERGY issue 261, Platts, July 1st 2011, pp. 22-23.

⁶⁴⁰ La construcción de este nuevo gasoducto se podría haber evitado con un nuevo trazado del gasoducto *Yamal Europa* entre Rusia y Alemania a través de Ucrania, pero entonces Rusia no lograría reducir su dependencia de este país de tránsito, así como de otras repúblicas ex-soviéticas como Bielorrusia.

Medio Ambiente del sur de Finlandia, la cual se concedió en febrero de 2010, y el 9 de abril del mismo año se inició oficialmente su construcción.

Como ha puesto de manifiesto algún autor, la puesta en marcha de este gasoducto ha reabierto en el seno de la UE el debate sobre una serie de cuestiones de carácter político que, lejos de afectar a la puesta en marcha de este proyecto, vuelven a plantear los condicionantes a los que se enfrenta la seguridad energética comunitaria: la interdependencia entre países productores y consumidores, la consideración de Rusia como país suministrador seguro y fiable, las relaciones contractuales de la empresa rusa Gazprom con sus socios comerciales europeos (como EON y ENI, entre otros), los condicionamientos económicos y medioambientales de la construcción de nuevas infraestructuras de energía o los derechos de tránsito que, hasta la fecha, ostentaban países como Ucrania, Polonia o Bielorrusia.

Por otra parte, Rusia también ha puesto en marcha la construcción del gasoducto *South Stream*⁶⁴¹, con una longitud de 900 kms. y cuya propiedad comparten entre la rusa Gazprom y la italiana ENI. Contará con una capacidad de 63 bcm/año y transportará el gas ruso a través del Mar Negro a Bulgaria, con un ramal que conducirá el gas hasta Grecia e Italia y otro ramal hacia Rumania, Serbia, Hungría, Eslovenia y Austria. El coste de este proyecto se ha estimado entre unos 19 y 24 billones de euros y, por el momento, se han firmado acuerdos intergubernamentales entre Bulgaria, Grecia, Hungría y Serbia, que han ofrecido su respaldo político al mismo. Al igual que su competidor directo, el proyecto *Nabucco*, se prevé que el *South Stream* entre en operación en 2015⁶⁴².

Durante la presentación del proyecto a la CE que tuvo lugar el 25 de mayo de 2011, el Comisario de Energía, G. Oettinger, confirmó que *“si bien este proyecto no constituye una prioridad en el proceso de diversificación del aprovisionamiento de gas de la UE, las autoridades comunitarias no pondrán trabas burocráticas y/o administrativas a su*

⁶⁴¹ Para una información más completa del proyecto véase lo expuesto en el pie de página 546 y en la página web de este proyecto: <http://south-stream.info/index.php?id=1&L=1>.

⁶⁴² En una conferencia de prensa que tuvo lugar en Berlín el 28 de marzo de 2011, el Comisario de Energía G. Oettinger pidió a las autoridades rusas que no presionaran a los países de Asia Central para bloquear el proyecto de gasoducto *Nabucco* para beneficiar la viabilidad del gasoducto *South Stream*, que compite con el anterior para traer gas a Europa procedente de la región del Caspio. Para más información, véase: <http://www.europolitics.info/sectorial-policies/oettinger-to-moscow-don-t-block-nabucco-art299685-14.html>.

construcción”, como un claro gesto para no enturbiar el proceso de aproximación entre los mercados energéticos ruso y comunitario⁶⁴³. En cualquier caso, afirmó el Comisario Oettinger, “*esto no es óbice para que el citado gasoducto respete los principios de competencia y no discriminación que propugna el ordenamiento jurídico comunitario para las infraestructuras de red*”⁶⁴⁴.

⁶⁴³ Para avanzar en el procedimiento de obtención de los permisos necesarios para la construcción del gasoducto por parte de los distintos Estados miembros afectados, el Gobierno ruso ha puesto en marcha un proceso muy intenso de negociaciones que permita alcanzar, en pocos meses, un acuerdo general a nivel comunitario que evite retrasos de los respectivos procedimientos de autorización a nivel nacional. Fuente: EU Energy, Issue 259, June 3 2011, p. 5.

⁶⁴⁴ En su discurso, el Comisario de Energía se congratuló por las incipientes normas sobre liberalización del mercado energético ruso que han permitido a la empresa independiente rusa de gas Novatek compartir mercado con la empresa estatal Gazprom. No obstante, la Ley rusa que entró en vigor en 2006 sobre exportaciones de gas natural (tanto en GNL como por gasoducto) y que estipula el monopolio de Gazprom en este ámbito es, a día de hoy, de completa aplicación. A este respecto, el Comisario de Energía aprovechó la ocasión para recordar que el trazado del gasoducto *South Stream* que transcurra por territorio comunitario deberá cumplir con los requerimientos legales establecidos por el *Tercer Paquete* en materia de nuevas infraestructuras para el transporte de gas natural, esto es, permitir el acceso de otros agentes en condiciones no discriminatorias, aplicar tarifas de acceso fijadas por el regulador nacional del país de que se trate, y que permita el flujo bidireccional en casos de emergencia.

Esta cuestión de la obligatoriedad de las disposiciones que incorpora el *Tercer Paquete* para todos los operadores que participen en el mercado energético europeo, incluidos los procedentes de terceros países, está siendo un punto de conflicto en las relaciones energéticas ruso-comunitarias desde la entrada en vigor de las mismas en 2009. Muestra de ello son las declaraciones realizadas por el Consejero Delegado de Gazprom a la cadena de televisión rusa Rossiya-24 el pasado 9 de febrero de 2012 en plena ola de frío siberiano en toda Europa en las que vaticinaba la imposibilidad por parte del gigante ruso de suministrar todo el gas comprometido con sus clientes europeos si finalmente Gazprom era obligada por las autoridades comunitarias a cumplir los requerimientos del *Tercer Paquete* en cuanto a ceder el uso de sus redes a terceros. Para más información, véase: http://ec.europa.eu/commission_2010-2014/oettinger/headlines/speeches/2011/05/doc/20110525.pdf.



Figura 48. Trazado de los proyectos South Stream, Nord Stream y Nabucco.
Fuente: CNE (2011).

Otros proyectos que también se encuentran en marcha en el ámbito geográfico del *Cuarto Corredor* son el interconector *ITGI*, *TAP* y el *White Stream*. Junto con el proyecto *Nabucco*, todos ellos han recibido el apoyo financiero de la UE al haber sido considerados proyectos prioritarios de la CE, e incluidos en el Plan de Recuperación Económica de proyectos energéticos.

Por su parte, se prevé que el gasoducto *Trans-Adriático* (*Trans-Adriatic Pipeline TAP*) conecte Tesalónica (Grecia) con Puglia (al sur de Italia) con una longitud de 520 kms. que atraviese Albania y el Mar Adriático, y con un coste estimado de 1,5 billones de dólares. Hasta la fecha, se han realizado los estudios de ingeniería sobre la viabilidad del proyecto, y las empresas EGL y Statoil Hydro han constituido una *joint venture* para desarrollar el mismo. Asimismo, el 25 de febrero de 2011, TAP y la compañía estatal de gas de Croacia Plinacron Ltd. firmaron un Memorando de Entendimiento en el que se plantea en un futuro la extensión de este gasoducto hasta Montenegro, Bosnia y Croacia, se prevé la cooperación con el proyecto de gasoducto *Ionian Adriatic Gas Pipeline (IAP)*, así

como la construcción de una planta de almacenamiento de gas en Albania. Este gasoducto fue auspiciado por Albania, Croacia y Montenegro en 2007 para interconectar los citados países con el mencionado *gasoducto Trans-Adriático*. Se estima que, una vez finalizado, el gasoducto *Trans-Adriático* tenga capacidad para transportar 20 bcm/año de gas natural procedente de Irán (dependiendo de las circunstancias políticas convergentes en la fecha de su puesta en funcionamiento) y Azerbaiyán⁶⁴⁵.

Por otro lado, el gasoducto conocido como *White Stream* prevé conectar Georgia con Ucrania (a través de Crimea) y/o Rumania para transportar un total de 32 bcm/año bajo el Mar Negro. Hasta la fecha, se desconoce el origen de las fuentes de aprovisionamiento del gas (Azerbaiyán y otros países de la región del Caspio) que transportará este gasoducto, así como el coste final del proyecto. Por su parte, el 3 de abril de 2009 el gobierno de Georgia firmó un Memorando de Entendimiento con el consorcio de empresas constituido para desarrollar este proyecto, y el actual gobierno de Ucrania también ha manifestado su apoyo al mismo⁶⁴⁶.

Finalmente, el último proyecto en llegar a esta carrera por el aprovisionamiento del gas azerí ha sido el *South-East European Pipeline* –SEEP– también conocido como el gasoducto *Trans-Anatolia*, presentado por el consorcio formado por BP-SOCAR a finales de septiembre de 2011, y que pretende transportar de 10 a 16 bcm/año de gas procedente de Azerbaiyán (*Shah Deniz II*) a través de Turquía⁶⁴⁷, Bulgaria, Rumania y Hungría, para llegar a Croacia y Austria. Su valor añadido, frente a sus proyectos rivales, radica en el hecho de ser menos ambicioso que el mencionado proyecto *Nabucco*, tanto en el número de kms. nuevos de gasoducto a construir (1300 frente a los 3300 kms. que aquel planea) como en el volumen de transporte de gas (10 bcm/año frente a 32 bcm/año de *Nabucco*) y, a su vez, alcanzar mercados energéticos más competitivos ubicados en el centro de Europa, a diferencia de los proyectos *ITGI* y *TAP* que tienen como destinatarios a países del sur de Europa como Grecia e Italia⁶⁴⁸.

⁶⁴⁵ Para una información más completa del proyecto, véase: <http://www.trans-adriatic-pipeline.com>.

⁶⁴⁶ Para una información más completa del proyecto, véase: <http://www.gueu-whitestream.com/main.php?id=1&lang=eng>.

⁶⁴⁷ Por su parte, los gobiernos de Turquía y Azerbaiyán firmaron en Ankara el 26 de diciembre de 2011 un Memorando de Entendimiento comprometiéndose a trabajar conjuntamente en el desarrollo de este proyecto.

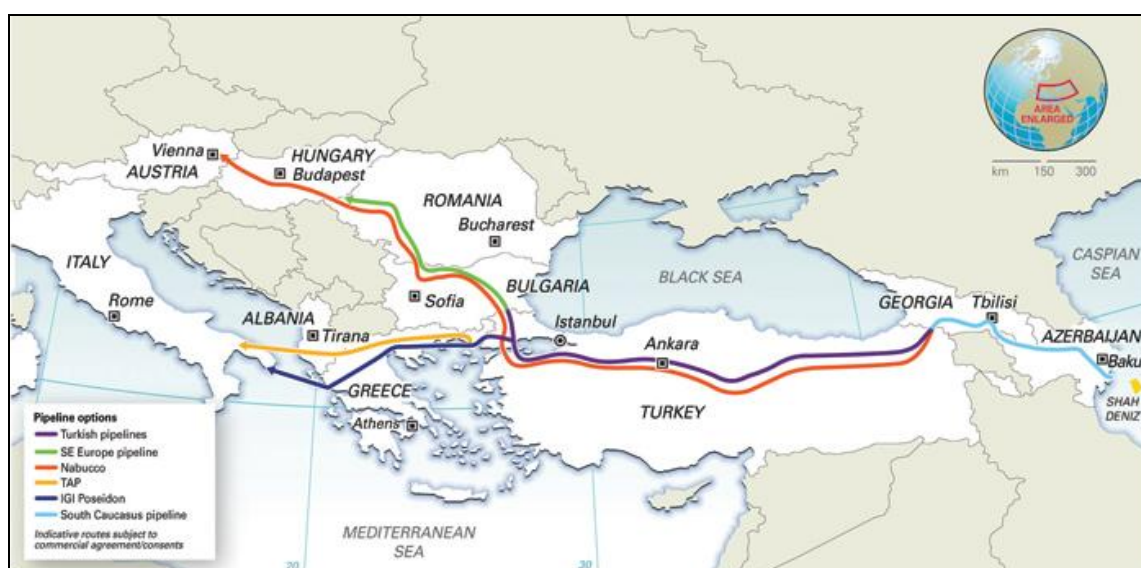


Figura 49. Rutas alternativas para transportar el gas azerí a Europa.

Fuente: BP (2011).

Otra cuestión a considerar es la penetración del gas natural procedente de todas estas rutas de aprovisionamiento en el territorio comunitario. Para ello, la CE ha incluido como corredor prioritario en su nuevo Paquete de Infraestructuras de noviembre de 2010 las interconexiones gasistas Norte-Sur en Europa oriental y occidental.

Así, en la región oriental europea, el fin estratégico de esta interconexión Norte-Sur reside en unir la zona del Mar Báltico (incluida Polonia) con los mares Adriático y Egeo, hasta llegar al mar Negro, involucrando esta interconexión a países comunitarios como Polonia, República Checa, Eslovaquia, Hungría, Rumanía y Austria, y también a otros no comunitarios, como Croacia. En un futuro, este mercado regional se ampliaría a los países que conforman la Comunidad de la Energía, permitiendo así la creación de un mercado energético interior fuerte, eficaz y capaz de resolver los posibles problemas de desabastecimiento producidos por disputas con países vecinos⁶⁴⁸. Por su parte, el Grupo de Visegrad+ ha manifestado su voluntad de impulsar los cambios regulatorios necesarios que

⁶⁴⁸ Para un análisis más extenso de esta cuestión, vease: E. Soltanov, "The South East Europe Pipeline: Greater Benefit for a Greater Number of Actors", IAI Working Papers 12/02, Istituto Affari Internazionali, January 2012.

⁶⁴⁹ En esta región, el grado de dependencia del gas procedente de Rusia asciende a un 68%, según datos de Eurostat de 2008. A esto se le une el carácter monopolístico y aislado de los mercados energéticos que confluyen en la zona, en los que priman los contratos de aprovisionamiento a largo plazo y los escasos incentivos regulatorios que animan a productores e inversores a mejorar esta situación.

permitan construir estas interconexiones de energía y avanzar en la integración de sus mercados⁶⁵⁰.

En cuanto al desarrollo de este Corredor Norte-Sur en Europa occidental, su finalidad estratégica radica en promover las interconexiones necesarias para crear un corredor de gas desde la Península Ibérica e Italia hasta el noroeste de Europa, que permita transportar el gas procedente de África hasta el Corredor Septentrional, que transporte gas procedente de Noruega y Rusia. Uno de los principales puntos de estrangulamiento tradicionales que dificulta este proyecto es el escaso nivel de interconexión entre España y Francia⁶⁵¹, que impide utilizar de manera óptima las infraestructuras de importación de gas del mercado ibérico.

Esta extensa malla de rutas concentradas en una misma región, que comprende importantes proyectos energéticos con altos costes de inversión, no hace más que confirmar el relevante carácter estratégico que posee la región del Caspio (que cuenta con unas reservas probadas de gas de 12 trillones de metros cúbicos) y la importancia de establecer lazos comerciales para asegurar el aprovisionamiento de gas a Europa.

De hecho, en su *Segunda Revisión Estratégica de la Energía* de noviembre de 2008, la CE lanzó la propuesta de estudiar la viabilidad de un mecanismo de compra en bloque de gas del Caspio, conocido como *Caspian Development Corporation (CDC)*, que permita a los países de la UE defender sus intereses de forma conjunta, a la hora de negociar sus contratos de aprovisionamiento con los países productores de esta región, y simplificar los procedimientos que conllevan las operaciones con multitud de compradores. Este consorcio de compañías de gas está conformado, entre otras, por la austriaca OMV y la alemana RWE, y entre sus objetivos se encuentran: fomentar el desarrollo de nuevos suministros de gas en la región del Caspio y Oriente Medio, favorecer el transporte de gas procedente de estas regiones hacia la UE y agregar las necesidades de las distintas

⁶⁵⁰ Este grupo está conformado por Polonia, República Checa, Hungría y Eslovaquia, y sus objetivos en materia de seguridad energética se encuentran recogidos en el documento “*Energy Security*”, Policy Paper, Visegrad Security Cooperation Initiative, 2010. Disponible en: <http://www.visegradgroup.eu/main.php>

⁶⁵¹ Esta cuestión se trata ampliamente en el apartado V.1.1. de la presente tesis.

compañías de distribución de gas europeas para garantizar un volumen suficiente de importaciones de gas procedentes de Turkmenistán a largo plazo⁶⁵².



Figura 50. Mapa de las rutas de transporte de gas en la región del Caspio y Asia Central.

Fuente: IEA (2010).

No podemos finalizar este análisis sin hacer mención a la posición estratégica que juega Turquía como país de tránsito y como centro de distribución de recursos energéticos.

⁶⁵² A este respecto, la CE ha publicado el estudio “*Caspian Development Corporation Final Implementation Report*” (December 2010) realizado junto con otras instituciones financieras, como el BEI y el Banco Mundial, y en el que se ha consultado a más de treinta grandes empresas energéticas europeas y a representantes de los Gobiernos de Turkmenistán, Azerbaiyán, Turquía y Rusia. En el citado informe, se proponen dos posibles modelos a la hora de diseñar la potencial estructura institucional que tendría la Corporación para el Desarrollo de la región del Caspio: el denominado “*Bundler model*” o “modelo integrado”, en el que se suscribiría un acuerdo de compra de gas con Turkmenistán, una serie de acuerdos de venta de gas con los socios accionistas, y acuerdos de transporte de gas a largo plazo del tipo “*ship-or-pay*” para nuevos gasoductos dirigidos a Europa; el segundo modelo propuesto denominado “*Tiered Clearing House model*” o modelo de “cámara de compensación escalonado” se configura como un diseño desintegrado de acuerdos contractuales y mecanismos a través de los cuales los socios coordinan sus compras de gas procedente de Turkmenistán; en este modelo, los socios con mayor solvencia financiera suscribirían acuerdos de compra de gas individuales con Turkmenistán, pero coordinados con una misma interfaz, y acuerdos independientes de transporte de gas a largo plazo a Europa; un segundo grupo de socios realizarían acuerdos de compra de gas para su entrega en Europa. Además del diseño institucional de la Corporación, el estudio propone distintas medidas para estimular la apertura de los suministros energéticos procedentes del este de la región del Caspio, como el desarrollo de infraestructuras a gran escala, mecanismos para mitigar el riesgo, garantías para los proyectos de exploración y explotación, etc. El estudio completo se puede consultar en:

http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/studies/doc/2010_12_report_cdc_final_implementation.pdf

Tras la ocupación rusa del territorio de Georgia el 8 de agosto de 2008, surgieron de nuevo los temores sobre la seguridad de las redes energéticas de la región sur del Cáucaso, dada la proximidad de la contienda al trazado del gasoducto *Bakú-Tbilisi-Erzurum (BTE pipeline)*. Turquía se apresuró a mover ficha en este conflicto, al ser miembro de la OTAN y, a su vez, dependiente de Rusia en las dos terceras partes de su aprovisionamiento energético. Envío a su Primer Ministro a Moscú con la propuesta de establecer una Plataforma para la Cooperación y Estabilización del región del Cáucaso (*Caucasus Stability and Cooperation Platform – CSCP*)⁶⁵³, que incluiría a Turquía, Rusia, Armenia, Azerbaiyán y Georgia. Esta iniciativa permitiría a Turquía actuar como elemento estabilizador en la región así como reimpulsar las relaciones entre Turquía y Georgia, al ser éste último un socio energético clave para transportar hasta Ankara los hidrocarburos procedentes de Azerbaiyán. La viabilidad de proyectos tan relevantes como el oleoducto *Baku-Tbilisi-Ceyhan (BTC)*, el gasoducto *Bakú-Tbilisi-Erzurum (BTE)*, el gasoducto *Nabucco*, y la línea de ferrocarril *Bakú-Tbilisi-Kars (BTK)* que conecta China y Europa, se encontraban en juego.

Turquía es país contiguo de Grecia y Bulgaria en sus fronteras occidentales pero sobre todo, por el sur y el este (y a los efectos que nos interesan) de Georgia, de Armenia, de Irán, de Irak y de Siria. Por tanto, ocupa una posición crucial entre el Mediterráneo y el Mar Negro, rodeado, a su vez, por Rumania, Rusia y Ucrania. De hecho, en lo que se refiere a recursos energéticos, en torno al 72 % de las reservas de gas y petróleo del mundo, incluyendo las de Asia Central y Oriente Medio, se hallan en regiones próximas a las fronteras turcas. Por tanto, en el ámbito de la seguridad energética, la política de la UE debe tener en cuenta, en gran medida, sus relaciones con Turquía y muestra de ello es la reunión mantenida el 9 de febrero de 2012 entre el Comisario de Energía, G. Oettinger, y el Comisario responsable de la PEV, S. Füle, con los Ministros turcos de Energía y Asuntos Exteriores para intensificar la cooperación entre la UE y Turquía en el ámbito energético⁶⁵⁴.

⁶⁵³ A este respecto, véase: E. Fotiou, “*Caucasus Stability and Cooperation Platform*”: *What is at Stake for Regional Cooperation?*”, Policy Brief nº 16, International Centre for Black Sea Studies (ICBSS), June 2009.

⁶⁵⁴ En esta reunión celebrada en Estambul, ambas partes destacaron la importancia de incluir el capítulo energético en la política de cooperación entre la UE y Turquía, haciendo especial énfasis en áreas como la integración de los mercados de electricidad y gas, el desarrollo de infraestructuras, la promoción de energías renovables y la eficiencia energética. A estos efectos, se acordó la creación de un grupo de trabajo que consensue una hoja de ruta en mayo de 2012 para identificar acciones concretas dentro de los ámbitos de cooperación acordados. El refuerzo de la cooperación en materia de energía forma parte de la política de

La pretensión geoestratégica de Turquía es convertirse en un país de necesario tránsito y en un “hub” energético⁶⁵⁵. Con ello compensaría sus carencias energéticas, condicionaría a parte de sus abastecedores y podría recaudar importantes beneficios como derechos de tránsito. Tres grandes flujos de hidrocarburos podrían alimentar esa política. Por una parte, el abastecimiento ruso que requiere de Turquía para dar salida a sus hidrocarburos desde la ribera norte del Mar Negro. En segundo lugar, las exportaciones procedentes de Asia Central que rodeen (según intereses rusos) o atraviesen (según posición de la UE y EEUU) el Mar Caspio, a las que habría que añadir, como una opción más remota, las exportaciones iraníes a las que Turquía no parece dispuesta a renunciar. Y finalmente, la ruta sur que puede potenciar las exportaciones de petróleo del Kurdistan iraquí y del gas egipcio. Cada una de esas opciones representa importantes intereses contrapuestos y obliga, en principio, al Gobierno turco a inclinarse por una u otra alianza distinta.

reformas necesarias que Turquía debe acometer para su adhesión a la UE. Para más información al respecto, véase:

<http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=MEMO/12/92&format=HTML&aged=0&language=EN&guiLanguage=en>

⁶⁵⁵ Según manifestó el Presidente turco en la conferencia internacional “*Natural Gas for Europe. Security and Partnership*”, celebrada en Sofía en abril de 2009: “*Convertirnos en la cuarta arteria de Europa en materia de gas natural es uno de nuestros principales objetivos*” (traducción propia). Disponible en: <http://www.energysummit2009.bg/en/?action=news&id=53>.

Así lo pusieron de manifiesto representantes de empresas turcas y europeas durante su encuentro en Estambul a primeros de julio de 2011, en el que manifestaron su deseo de desarrollar un mercado OTC (*over the counter*) que permita convertir el país en el centro neurálgico del comercio de electricidad, gas, petróleo y carbón que se negocia en la región y que le permita extender su influencia en el sudeste de Europa. Información disponible en:

<http://www.icis.com/heren/articles/2011/07/04/9474863/power/edem/turkey-to-push-for-regional-electricity-market-dominance.html?cp=NLC-CHHNN20110707&attr=editorial>

Esta pretensión turca es compartida por el experto en asuntos energéticos Roland Gotz, quién declaró a EurActive el 15 de abril de 2011 que los proyectos de gasoducto *Nabucco* y *South Stream* (rivales en la actualidad para el suministro de gas a Europa procedente de Asia Central), buscan el apoyo de Turquía. Sin embargo, Ankara no ha mostrado su intención de pronunciarse en favor de uno de los dos proyectos en detrimento del otro, sino en explotar su posición estratégica para convertirse en un hub para el comercio de gas (información disponible en: <http://www.euractiv.com/en/energy/turkey-caught-nabucco-south-stream-news-504094>).

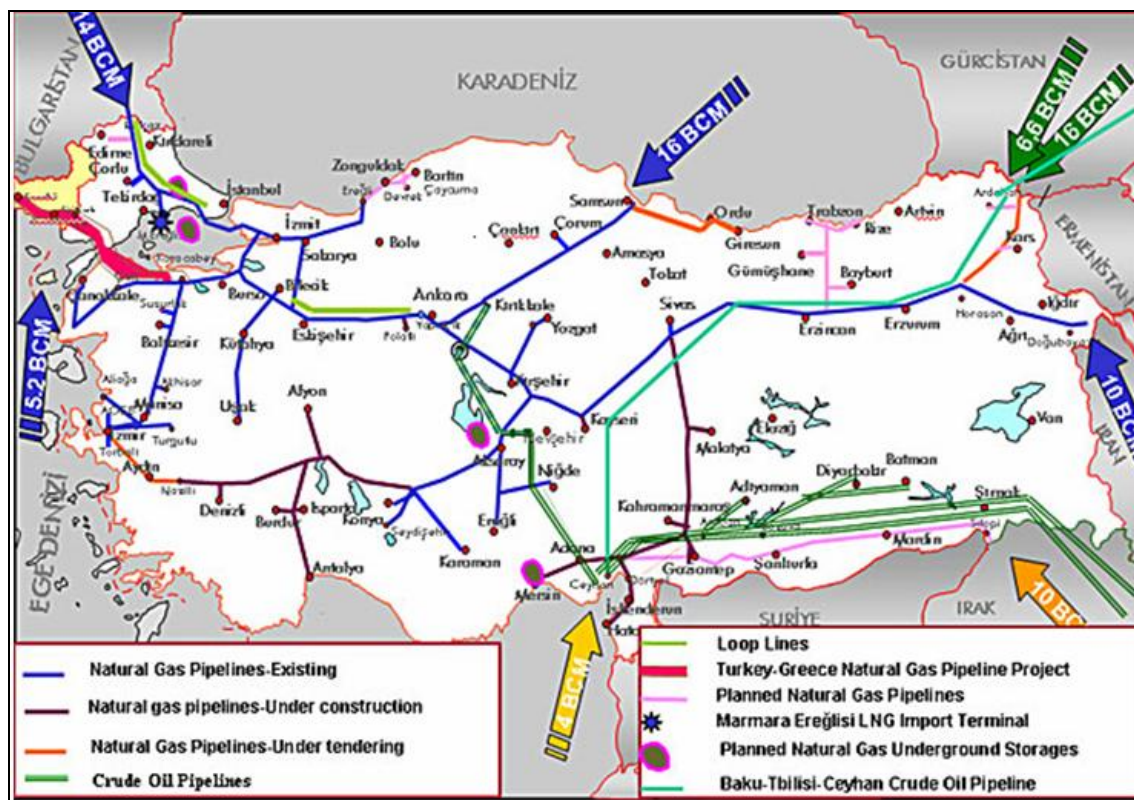


Figura 51. Mapa de las infraestructuras de gas y petróleo en Turquía.
Fuente: Standard Bank (2009).

La principal ruta energética que atraviesa Turquía es la que da salida a las exportaciones del Caspio y de Asia Central hacia los mercados europeos. El componente más inmediato de ese corredor es el *oleoducto BTC (Bakú-Tiflis-Ceyhan)* inaugurado oficialmente el 16 de julio de 2006⁶⁵⁶, y que conecta Bakú (la capital de Azerbaiyán), Tiflis (la capital de Georgia) y Ceyhan, un puerto en la costa sureste mediterránea de Turquía, de ahí su nombre. Tiene una capacidad de 50 millones de toneladas/año y es el segundo oleoducto más largo del mundo (después del oleoducto *Druzhba*) y su trazado de 1.768 kilómetros no ha estado exento de polémica y, de hecho, esta infraestructura ya ha sufrido varios intentos de sabotajes. Otros dos gasoductos de importancia en este corredor son los destinados a transportar hidrocarburos procedentes de Kazajistán y Turkmenistán: el

⁶⁵⁶ La puesta en marcha del oleoducto significó para Estados Unidos un éxito diplomático y económico, después de años de esfuerzos destinados a evitar la dependencia del tránsito de energía por territorio ruso. El oleoducto BTC es proveído por petróleo del campo petrolero de *Azeri-Chirag-Guneshli* en Azerbaiyán en el Mar Caspio, vía la terminal Sangachal. También transporta petróleo del campo petrolero Kashagan en Kazajistán así como de otros campos petroleros en Asia Central. El gobierno de Kazajistán ha anunciado su deseo de construir un oleoducto *Trans-caspiano* desde el puerto kazako de Aktau a Bakú y de ahí a su vez al oleoducto BTC. Sin embargo, debido a la oposición de un oleoducto mar adentro en el Mar Caspio por parte de Rusia e Irán, el proyecto se duda que se pueda llevar a cabo.

gasoducto que atraviesa el Mar Caspio desde Turkmenbassy (Turkmenistán) y Baku (Azerbaiyán) para enlazar con el gasoducto sur-caucásico, que une *Bakú, Tiflis y Erzurum (BTE)*. Este último se encuentra operativo desde 2007 y aprovisiona, principalmente, a Turquía, con una capacidad de 8 bcm/año.

Desde el norte, Turquía ya dispone de rutas abiertas. El gasoducto ya mencionado “*Blue Stream*” que Rusia construyó en 2003 a través del Mar Negro para desembocar en Sansum, en el norte de Anatolia, y que cuenta con una capacidad inicial de 16 bcm/año, que podrían duplicarse en el futuro. Este gasoducto podría ampliarse en un futuro (*Blue Stream II*) hacia el sur de Anatolia para alcanzar Ceyhan. Más al sur, la proximidad de Turquía con los ricos yacimientos petrolíferos del Kurdistán iraquí constituye un aliciente para desarrollar el *gasoducto Kirkuk-Ceyhan*, que correrá paralelo al oleoducto ya existente que transporta alrededor de un cuarto de todas las exportaciones de petróleo de Irak hasta el puesto turco de Ceyhan en el Mediterráneo, así como el transporte de gas egipcio a través de Jordania y Siria.

No obstante lo anterior, de todos los proyectos que Turquía planea, el más sensible es, sin duda, el que apunta a integrar el gas iraní en las redes de transporte turcas y, por consiguiente, europeas. La empresa Botas firmó en mayo de 2007 un Memorando con Irán para la inversión de 3.500 millones de dólares en el yacimiento de *Pars-Sur (South-Pars)* y, entre sus planes, se encontraba transportar hasta 30 bcm/año de gas natural procedente de Irán y Turkmenistán a través de territorio turco. Tras conocerse la noticia, EEUU no tardó en advertir a Turquía que dicho acuerdo podría entenderse como una violación de las sanciones de embargo impuestas a Irán por su política de desarrollo nuclear⁶⁵⁷. Pese a todo, resulta difícil garantizar la seguridad energética de la UE sin contar con las reservas iraníes de hidrocarburos, a la vista de la política de contratos a largo plazo desarrollada por Rusia con los países de Asia Central: 56 bcm/año procedentes de Turkmenistán, Uzbekistán y Kazajistán.

Finalmente, el proyecto estrella de la Unión Europea en materia de transporte de gas, el proyecto *Nabucco*, será otro elemento esencial del “corredor” en el que Turquía

⁶⁵⁷ Además de las sanciones establecidas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas contra Irán por su programa nuclear, hay que recordar que todavía se encuentra vigente la *Iran and Lybia Sanctions Act* (Ley D’Amato Kennedy de 1996), que establece fuertes sanciones económicas para aquellas empresas que realicen inversiones en proyectos energéticos en Irán superiores a 40 millones de dólares.

reivindica un papel protagonista. El gasoducto *Nabucco* es ahora, como fue en su momento el oleoducto *BTC*, el instrumento impulsado por Europa para independizarse de la red rusa de transporte. El gasoducto es de gran interés para Turquía ya que su paso por territorio turco es un elemento esencial de su trazado para que el gas de Asia Central llegue a Austria, atravesando Turquía, Bulgaria, Rumania y Hungría. La empresa encargada del proyecto estará integrada por un consorcio internacional en el que también participa la empresa turca *Botas*. De hecho, el protagonismo turco en este proyecto se ha hecho sentir en el veto puesto a la participación de *Gaz de France* en el mismo, pese a los esfuerzos por ser incluida (posiblemente motivado por las mismas razones que provocaron el veto de Turquía a la compañía francesa *AREVA* a participar en el sector nuclear).

La demanda de Turquía de obtener un 15% del rendimiento de *Nabucco* en forma de productos para su propio uso (a precios subsidiados) fue rechazada por Azerbaiyán, por la sospecha de que en aquellos períodos de demanda interna más baja, el excedente de gas pudiera ser revendido por Turquía para obtener beneficios en el mercado secundario. La oferta de precio de Turquía (en torno a \$140 por cada mil metros cúbicos) fue rechazada (incluso en época de precios mundiales del gas cada vez más bajos), y los volúmenes demandados por Turquía de 8 bcm/año de *Shah Deniz II* se han considerado excesivos a la vista de los problemas existentes para abastecer la totalidad de la capacidad del gasoducto⁶⁵⁸. De hecho, tras varios intentos fallidos, con fecha de 25 de octubre de 2011 Turquía y Azerbaiyán han conseguido llegar a un acuerdo sobre las condiciones de compra y tránsito del gas procedente de este yacimiento por territorio turco⁶⁵⁹, a pesar de la firma

⁶⁵⁸ La oferta de precio de Turquía (en torno a \$140 por cada mil metros cúbicos) fue rechazada incluso en época de precios mundiales del gas cada vez más bajos, y los volúmenes demandados por Turquía de 8 bcm/año de *Shah Deniz II* se han considerado excesivos, a la vista de los problemas existentes para abastecer la totalidad de la capacidad del gasoducto. Representantes de BOTAS han manifestado que Turquía cesaría en su pretensión si la Corporación del Desarrollo del Caspio (*Caspian Development Corporation*) finalmente veía la luz, iniciativa ésta que cuenta con el máximo respaldo por parte de Turquía.

A este respecto véanse las declaraciones del Comisario de Energía Piebalgs con ocasión de la firma del Acuerdo Intergubernamental del proyecto *Nabucco* de julio de 2009, en las que afirmaba que dicha pretensión por parte de Turquía podría poner en peligro la viabilidad del proyecto:
http://www.avrupa.info.tr/News_Achieve/July2009_July200912.html?LanguageID=2.

En términos similares véase el artículo 2.9 del Acuerdo Intergubernamental del Interconector *Turquía- Grecia-Italia* (ITGI), firmado en Roma en julio de 2007, en el que se alude al derecho de Turquía de retirar para consumo propio el 15% del gas natural transportado en dicho gasoducto y que atravesase su territorio.

⁶⁵⁹ El acuerdo incluye el transporte a Europa, a través de los gasoductos turcos, de 10 bcm/año procedentes del campo de producción azerí de *Shah Deniz II* y 6,6 bcm/año adicionales procedentes de *Shah Deniz I*

del Memorando de Entendimiento de fecha 25 de abril de 2011 de la empresa energética BOTAS con el consorcio del proyecto *Trans-Adriático* (que compite con el proyecto *Nabucco* por ser el principal transportista de gas azerí a Europa) para explorar posibles áreas de cooperación.

Asimismo, Turquía ha vinculado el éxito del *Corredor Meridional* a su intento de incorporarse a la UE, en particular, en cuanto a la apertura de nuevos capítulos de cara a la adhesión⁶⁶⁰. Intensas negociaciones de la UE y el sector privado parecen haber suavizado la posición de Turquía tras la “*Cumbre sobre el Corredor Meridional*” auspiciada por la presidencia checa de la UE en Praga en mayo de 2009⁶⁶¹. Tras la misma, los miembros del consorcio *Nabucco* se comprometieron a ofrecer a Turquía garantías en cuanto al suministro de emergencia, y se llevaron a cabo intensas negociaciones en relación al precio y volúmenes asignados a Turquía. Por su parte, Turquía se comprometió a no revender su parte del gas que se transportara por este gasoducto. No obstante, a menos que el Acuerdo Intergubernamental entre los signatarios, firmado el 13 de julio de 2009, pueda ser afianzado mediante un Acuerdo entre Jefes de Estado, y complementado con acuerdos y financiación para apoyar proyectos específicos, el proyecto del *Corredor Meridional* corre el riesgo de quedarse como una mera iniciativa teórica⁶⁶².

A su vez, la relación entre Turquía y Azerbaiyán ha pasado por momentos difíciles en los últimos años. Turquía cerró sus fronteras con Armenia en 1993, en solidaridad con

destinados a consumo turco. Para conocer los términos concretos del acuerdo, véase: “*Turkish-Azeri gas deal to hook-up SE Europe*”, EU Energy, Issue 269, November 4 2011, p. 9.

⁶⁶⁰ A este respecto véase: “*Turquía y la UE: Trazando el camino a seguir*”, Revista d’Afers Internacionals, Fundacio CIDOB, nº 75, Barcelona, octubre-noviembre 2006, p. 74 y ss.

⁶⁶¹ Sobre esta y otras cuestiones referentes al papel de Turquía como país de tránsito de energía, véase: G.M. Winrow, “*Problems and prospects for the “Fourth Corridor”: the position and role of Turkey in gas transit to Europe*”, Oxford Institute for Energy Studies, June 2009.

⁶⁶² Como se ponía de manifiesto en la Comunicación de la CE sobre Infraestructuras Energéticas para 2020 en adelante, de noviembre de 2010: “*El desafío clave para el futuro es garantizar que los países productores de gas están preparados para exportar directamente a Europa, lo que para ellos a menudo puede implicar aceptar un alto riesgo político vinculado a su situación geopolítica. La Comisión, en cooperación con los Estados miembros participantes en el Corredor Meridional, necesita seguir insistiendo en su compromiso de construir relaciones a largo plazo con los países productores de gas de la región y ofrecerles un vínculo más sólido con la UE. Los componentes del gasoducto del Corredor Meridional se refuerzan también con la preparación de opciones para la entrega de importantes cantidades adicionales de gas natural licuado a Europa, en particular desde Oriente Próximo (Golfo Pérsico y Egipto). En una primera fase, se desarrollarán puntos de recepción de GNL en Europa (y la conexión de éstos a la red general). Además, se espera impulsar gradualmente la cooperación con los países productores en el ámbito del desarrollo de políticas energéticas y planes de inversión a largo plazo en relación con el GNL*”.

Azerbaiyán, durante su conflicto con Armenia sobre el territorio de Nagorno-Karabakh. El acercamiento diplomático entre Turquía y Armenia, que se reactivó en otoño de 2008, podría finalmente conducir a la normalización de las relaciones, posiblemente sin conexión con un acuerdo más amplio sobre el estatus de Karabakh. Por un lado, existen ventajas considerables para varias partes. Turquía podrá justificar, junto con sus defensores en el ámbito de la UE, que ha retirado un obstáculo en su proceso de adhesión a la Unión, a la vez que aumenta su presencia como una influencia estabilizadora en la región más amplia del Cáucaso. Por su parte, Armenia “localizaría” la disputa de Karabakh, y reduciría su aislamiento comercial y diplomático, mediante el establecimiento de nuevos vínculos comerciales y de tránsito con Occidente. La nueva administración estadounidense y la UE han manifestado su preocupación por este conflicto, teniendo en cuenta sus importantes intereses económicos en la zona⁶⁶³.

Todo lo anterior no hace sino poner de manifiesto, una vez más, la importancia de la posición de Turquía en el contexto de las relaciones internacionales de la Unión Europea referidas al sector de la energía. Turquía es perfectamente consciente de ello y no se recata en hacerlo valer en un momento en el que la búsqueda de la seguridad de abastecimiento se ha convertido para Europa en el factor fundamental de su política energética, por encima inclusive de su sostenibilidad o de la competitividad de su energía.

IV.2.5. Nuevas oportunidades en Oriente Medio: el Consejo de Cooperación del Golfo y la OPEP.

Pese a que en los últimos años la UE ha reforzado su cooperación en Política Exterior y ha intensificado su presencia en gran parte de las regiones geo-estratégicas del mundo, la región del Golfo Pérsico y, en particular, los países que conforman el Consejo de Cooperación del Golfo (CCG), siguen siendo una cuestión pendiente de abordar.

⁶⁶³ De hecho, la Secretaria de Estado estadounidense Hillary Clinton viajó en julio de 2010 a la región del Cáucaso para intentar presionar a favor de una solución al conflicto del Nagorno-Karabaj, enclave de población mayoritariamente armenia en territorio de Azerbaiyán, ante el temor de que el gobierno de Bakú intentase recuperar el territorio por la fuerza, similar al intento que Georgia realizó en el verano de 2008 para hacerse con el control de la provincia separatista de Osetia del Sur. Sobre la posición de la UE respecto a las relaciones con Armenia, véase: N. Babayan, “*Armenia: Why the European Neighbourhood Policy has failed*”, Policy Brief N° 68, FRIDE, February 2011.

El Consejo de Cooperación del Golfo está compuesto por pequeños Estados rentistas del petróleo (esto es, Arabia Saudí, Bahreín, Emiratos Árabes Unidos –EAU-, Qatar, Kuwait y Omán⁶⁶⁴), que acumulan el 40% de las reservas probadas mundiales de hidrocarburos, y que se encuentran situados en una de las regiones políticamente más inestables del mundo⁶⁶⁵. Pero a pesar de su riqueza en recursos fósiles, su carácter estratégico radica en ser la única región del mundo con capacidad para aumentar su producción de gas y petróleo en el corto plazo (la denominada *spare capacity*) en 2-3 millones de barriles/día⁶⁶⁶, según estimaciones de la Agencia Internacional de la Energía (AIE).

⁶⁶⁴ Por su parte, Yemen ha tratado de incorporarse a este Consejo de Cooperación desde 1996, aunque su candidatura no fue reconocida oficialmente hasta 1999. Sin embargo, a pesar del apoyo recibido por parte de países como Omán y Qatar, el veto aplicado por Arabia Saudí ha impedido su membresía hasta la fecha. Sus relaciones con el CCG han mejorado progresivamente desde 2002, fecha en la que Yemen fue aceptado parcialmente para formar parte de determinados órganos no-políticos tales como el Consejo de Ministros de Salud, de Asuntos Sociales y Laborales, o la Oficina de Educación del Golfo, como un primer paso a su plena adhesión. Sin embargo, las revueltas populares iniciadas en enero de 2011, la dura represión policial ejercida sobre la población civil, y la negativa por parte del Gobierno de Yemen de aceptar el acuerdo auspiciado por el CCG para lograr una salida pacífica de la crisis, han enfriado las relaciones. En este sentido, se pronunció el comunicado conjunto realizado tras la reunión de la UE y el Consejo de Cooperación del Golfo (CCG) celebrada el 20 de abril de 2011 en Abu Dhabi, disponible en: http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/en/er/121610.pdf.

⁶⁶⁵ Para obtener un análisis político y económico pormenorizado de los países que conforman la región véase: A. Echagüe, “Cambio político en los Estados del Golfo Pérsico: ¿algo más que una reforma superficial?”, FRIDE, noviembre de 2006; J. Dargin, “The Dolphin Project: The Development of a Gulf Gas Initiative”, Oxford Institute for Energy Studies, January 2008, pp. 4-11; G. Gil-Mugarza, “El gas en Oriente Medio y el norte de África: algo más que petróleo”, Revista Gas Actual, 2006, pp. 36-42.

⁶⁶⁶ IEA/OECD, “Oil Market Report 2011”, Paris, 2011. Disponible en: <http://www.iea.org>.

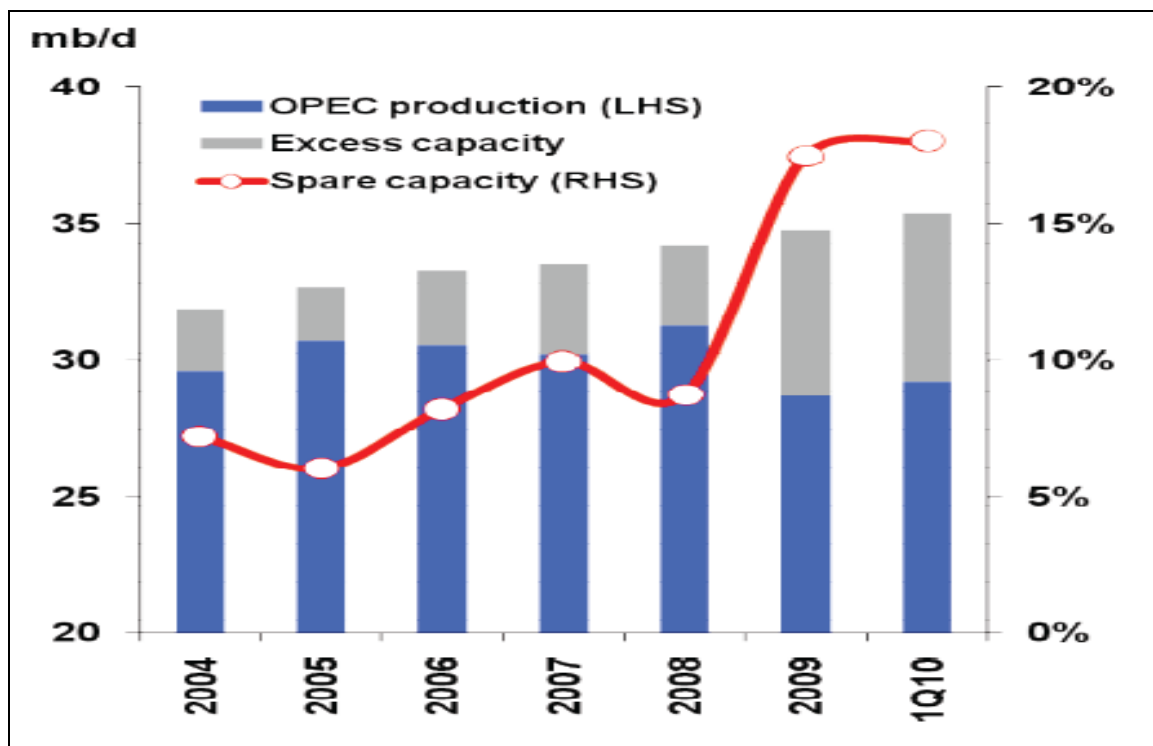


Figura 52. Evolución de la capacidad de aumento de la producción de gas y petróleo en el corto plazo por la OPEP.

Fuente: AIE (2011).

Estos países constituyeron esta asociación regional en 1981 con el fin de reforzar su seguridad frente a otras potencias regionales como Irak e Irán, si bien no comenzó a funcionar como una verdadera Unión Aduanera hasta el año 2003, fecha en la que se eliminaron los aranceles internos y se creó un arancel exterior común del 5%⁶⁶⁷. En 2007, se acordó la creación de un mercado único y posteriormente, en la reunión 29ª de 28-29 de diciembre de 2008, el Consejo Supremo acordó establecer la Unión Monetaria, lo que le permitirá en un futuro próximo interactuar con más facilidad con el euro y el dólar.

Esta asociación regional se sustenta sobre una estructura institucional conformada por un Consejo Supremo (*Supreme Council*), que representa la máxima autoridad, y en el que participan los Jefes de Estado de los países asociados; una Comisión Consultiva (*GCC Charter*), compuesta por cinco representantes de cada país de reconocido prestigio y con alta cualificación profesional; una Corte Suprema o Comisión para la resolución de disputas (*Commission for the Settlement of Disputes*); un Consejo de Ministros (*Council of*

⁶⁶⁷ El Consejo Supremo, en su 23ª reunión, celebrada en Qatar (21 - 22 de diciembre de 2002), aprobó la puesta en marcha de la Unión Aduanera de los Estados del CCG a partir del 1 de enero de 2003.

Ministers), formado por los Ministros de Asuntos Exteriores de los países asociados; y una Secretaría General (*General Secretariat*), como único órgano permanente encargado de elaborar los informes sobre cooperación, coordinación, planes integrados y programas de trabajo conjuntos. Además, en 2010 se creó un Consejo Monetario (*Monetary Council*) junto con una amplia estructura financiera (Banco Central, instituciones financieras, etc.) que facilite la implantación de la moneda única⁶⁶⁸.

Desde su creación, el Consejo de Cooperación del Golfo ha manifestado su deseo de estrechar lazos con la UE, con el objetivo de celebrar un acuerdo de libre comercio⁶⁶⁹. Existe un Acuerdo de Cooperación⁶⁷⁰ desde 1988 que pretende reforzar las relaciones comerciales y reforzar la estabilidad en la región y, para ello, se fijó la celebración de una reunión anual del Consejo Conjunto de Cooperación, al que asisten los Ministros de Asuntos Exteriores de la UE y del CCG. Además, el Acuerdo de Cooperación incluía un compromiso de establecer una Zona de Libre Comercio entre ambas regiones y, para ello, la UE exigió, entre otros requisitos, la adhesión de dichos países a la OMC (proceso que se concluyó con la adhesión de Arabia Saudí en diciembre de 2005)⁶⁷¹.

Sin embargo, el proceso ha conseguido pocos logros en estos años, y consciente del alto grado de interdependencia energética y económica (sobre todo en lo referente a los intercambios comerciales y las inversiones), la CE decidió publicar en 1995 su Comunicación sobre la “*Mejora de las relaciones entre la Unión Europea y los países del*

⁶⁶⁸ Para más información, véase: <http://www.gcc-sg.org/eng/index2beb.html?action=Sec-Show&ID=2>.

⁶⁶⁹ Antes de la firma del acuerdo de cooperación, las relaciones entre la UE y los países del Golfo Pérsico se encuadraban dentro del Diálogo Euro-Árabe, que se inició en el año 1974 y que fracasó en 1989, tras haber conseguido escasos resultados. A este respecto, véase: J. Munich Gasa, “*El diálogo Euro-árabe*”, *Afers Internacionals*, núm. 16, Barcelona, 1989, pp. 23-36.

⁶⁷⁰ Decisión 89/147/CEE del Consejo, de 20 de febrero de 1989, relativa a la celebración del Acuerdo de cooperación entre la Comunidad Económica Europea y los países parte de la Carta del Consejo de Cooperación para los Estados árabes del Golfo (Emiratos Árabes Unidos, Bahréin, Arabia Saudita, Omán, Qatar y Kuwait), publicado en: DOCE L 054, 25/II/1989, pp. 0003-0015.

⁶⁷¹ El Acuerdo de Cooperación no incluye ninguna preferencia comercial ya que ambas partes de conceden el tratamiento de Nación Más Favorecida (NMF). No obstante, del mismo se derivan determinados beneficios para los países del CCG, entre ellos, un acceso preferencial a la UE bajo el Sistema de Preferencias Generalizadas, pero al no existir un Acuerdo de Asociación no exige reciprocidad alguna a estos países con respecto a los productos comunitarios. A este respecto, véase: G. Escribano, “*An International Political Economy View of EU-GCC Partnership*”, *Journal of Development and Economic Policies*, vol. 8, nº 1, 2005; G. Escribano, “*El Área de Libre Comercio entre la UE y el Consejo de Cooperación del Golfo: una oportunidad para España*”, ARI nº 46/2006, Real Instituto Elcano, publicado el 18 de abril de 2006.

Consejo de Cooperación del Golfo (CCG)”⁶⁷², con el fin de reforzar el diálogo político, intensificar la cooperación económica y desarrollar instrumentos de cooperación cultural y científica para un mejor conocimiento mutuo. El impulso que vivió el proceso tras esta Comunicación fue también relativo.

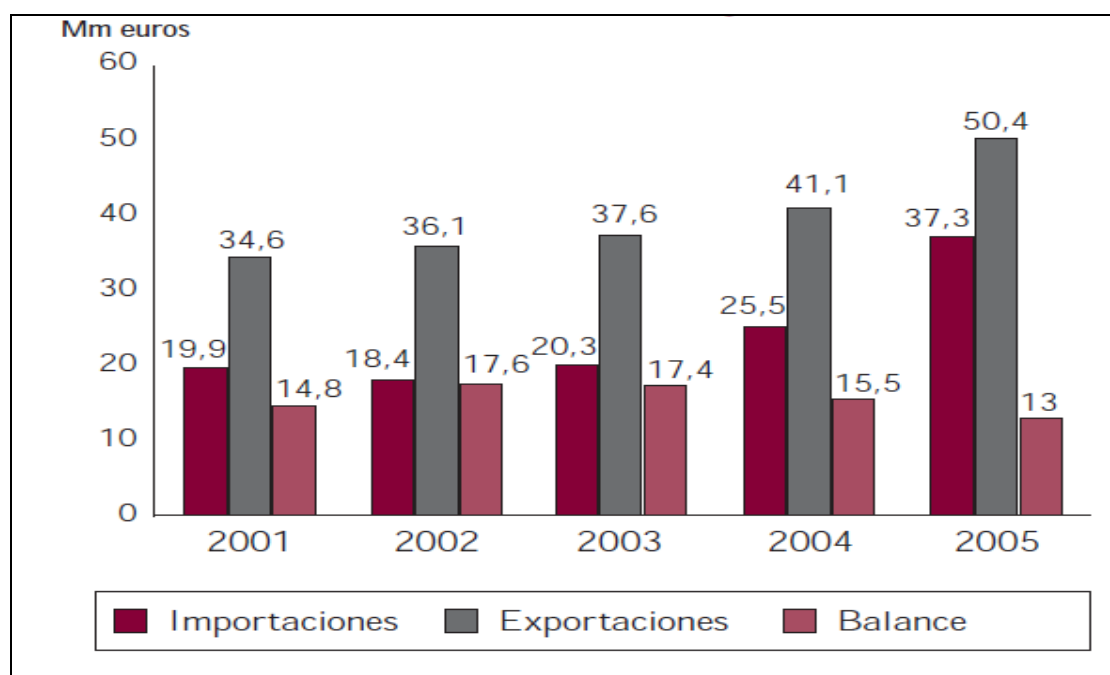


Figura 53. Relaciones comerciales entre la UE y el CCG.

Fuente: DG Trade Statistics (2007).

Parte de la doctrina justifica la falta de interés europeo en esta importante región por varios motivos. Por un lado, la percepción de que la región del Golfo Pérsico no presenta la urgencia geopolítica que presentan otras regiones más próximas, como el *Magreb* o el Norte de África, y que ha obligado a la UE a diseñar una estrategia específica para asegurar la estabilidad en la zona. Por otro, la tradicional vinculación de estos países con EEUU, no sólo desde el punto de vista comercial, sino también en aspectos relacionados con la seguridad, como se ha venido observando en los distintos conflictos bélicos acaecidos en la región en los últimos años⁶⁷³. Finalmente, el hecho de que los

⁶⁷² Ref. COM (95) 541 final.

⁶⁷³ Para algunos autores, los países del Golfo han optado en la práctica por recurrir a la protección de potencias extranjeras, principalmente EEUU, permitiendo el establecimiento de bases militares en su territorio. En este sentido, véase: A. Echagüe, “¿Cambio o continuidad? La política estadounidense hacia

principales países europeos mantengan fuertes relaciones bilaterales con las monarquías que conforman esta asociación regional⁶⁷⁴ y la visión de la falta de capacidad de la UE para promover un cambio político, económico y social en la región, le ha hecho actuar con cautela en aras a preservar sus intereses y optar por favorecer la estabilidad⁶⁷⁵.

Sin embargo, tras la celebración del Consejo Conjunto UE-CCG en Granada en 2002, se puede afirmar que las relaciones entre ambas asociaciones regionales se han intensificado considerablemente. Así, en diciembre de 2003, la CE y el Alto Representante para la Política Exterior y de Seguridad Común presentaron un documento en el que se hacía hincapié en la necesidad de extender y profundizar el diálogo entre ambas partes y vincularlo, de alguna manera, con el Proceso de Barcelona, creando así, en 2004, la Asociación Estratégica con el Mediterráneo y Oriente Medio (*Strategic Partnership with the Mediterranean and the Middle East*)⁶⁷⁶.

A pesar de establecer una estrategia conjunta para ambas regiones, la UE pronto advirtió las importantes diferencias políticas, económicas y sociales existentes entre los países MENA (*Middle East and North Africa*).

En cualquier caso, la política sectorial que con más firmeza ubica a los países del Golfo Pérsico en la agenda geopolítica de la UE es la que afecta a la seguridad energética. Así, a pesar de los lentos progresos que se van realizando en el proceso de cooperación bilateral UE-CCG, el diálogo energético entre ambas regiones ha ido avanzado gradualmente y han surgido importantes iniciativas en este ámbito. Entre otras, cabe mencionar la iniciativa comunitaria EUROGULF, lanzada en 2002 y financiada por la CE en el marco del Programa SYNERGY, que tenía como objetivo analizar las relaciones

Oriente Medio y sus implicaciones para la Unión Europea”, Documento de trabajo nº 95, FRIDE, 2010, p.2; H. A. Fernández, “*Relaciones internacionales del Golfo: intereses, alianzas, dilemas y paradojas*”, ARI nº 48/2011, Real Instituto Elcano, publicado el 8 de marzo de 2011, p. 2.

⁶⁷⁴ Muestra de ello fue la inauguración de Nicolás Sarkozy de la primera base militar francesa con carácter permanente en la región, con sede en Abu Dhabi, en mayo de 2009 o la visita oficial de la Canciller alemana Angela Merkel a Egipto, Arabia Saudí, Emiratos Árabes y Kuwait en febrero de 2007 para estrechar los lazos económicos con los países del Golfo Pérsico.

⁶⁷⁵ En este sentido, véase: R. Youngs, “*Impasse in Euro-Gulf relations*”, Working Document nº 80, FRIDE, April 2009, p. 3.

⁶⁷⁶ “*Strengthening the EU's Partnership with the Arab World*”, December 2003; disponible en: [http://domino.un.org/unispal.nsf/3d14c9e5cdaa296d85256cbf005aa3eb/595883fa1e8139b485256e4d00655096/\\$FILE/EUArab%20partnership.pdf](http://domino.un.org/unispal.nsf/3d14c9e5cdaa296d85256cbf005aa3eb/595883fa1e8139b485256e4d00655096/$FILE/EUArab%20partnership.pdf).

UE-CCG en el ámbito del gas natural y el petróleo, y proponer nuevas iniciativas políticas que mejoraran la cooperación entre ambas regiones. Entre sus conclusiones, se afirmaba que aunque la UE no tenía una dependencia directa de las exportaciones de petróleo del Golfo Pérsico, tanto por el hecho de haber optado tradicionalmente por Rusia como principal proveedor, como por el incremento del uso del gas y del carbón en el *mix* energético europeo (en detrimento del petróleo), las características globales de los mercados de energía determinan que la relación energética entre la UE y la región del Golfo Pérsico sigue siendo vital para garantizar el correcto funcionamiento de los mercados de petróleo mundiales⁶⁷⁷.

En la reunión anual conjunta entre la UE y el CCG de mayo de 2006, la UE propuso de Memorando de Entendimiento en materia de energía y, aunque finalmente fue rechazada por los países del Golfo, sirvió de plataforma para que el Grupo de Expertos de Energía UE-CCG⁶⁷⁸, en su reunión de abril de 2007, formularan propuestas y recomendaciones para avanzar en este sentido. Así, en la reunión anual celebrada en 2009 se acordó la cooperación de este Grupo de Expertos de Energía con el Grupo de Expertos de Cambio Climático, y como resultado se acordó la creación de una red de energía limpia UE-CCG (*EU-GCC clean energy network*)⁶⁷⁹, conformada por agentes del sector público y

⁶⁷⁷ Esta iniciativa estaba sustentada por un consorcio de centros de investigación como Oxford Institute of Energy Studies (Reino Unido), the European University Institute (Italia), the Energy Policy Unit of the National Technical University (Atenas) y ECONERGY Sal (Beirut). Sus resultados se presentaron en la Cumbre de Kuwait, de mayo de 2005, entre otros el documento “*EUROGULF: An EU-GCC Dialogue for Energy Stability and Sustainability*”, que recoge los resultados de los estudios realizados en ese ámbito. Entre los temas que se abordan en este informe destaca el análisis sobre si existe una banda de precios para el petróleo “óptima” que garantice el suministro futuro de petróleo y la utilización de los recursos energéticos globales, la necesidad de reformar el régimen de formación de precios de la energía de referencia al precio del petróleo, la experiencia sobre la aplicación de la normativa en mantenimiento de *stocks* mínimos del petróleo, la necesidad de diversificación económica de los países del Golfo, los obstáculos existentes para el establecimiento del proyecto de interconexión de gas de los países del Golfo *GCC Gas Grid* (promovido por Qatar desde los años ochenta) como paso previo para construir un gasoducto entre la región del GCC y Oriente Próximo y Europa, la oportunidad de promover fuentes de energía renovables y programas de eficiencia energética que permita las reducción de CO₂ en la región y la posible incorporación de estos países al Tratado de la Carta de la Energía.

Además de lo expuesto, entre sus conclusiones se destaca la oportunidad de integrar los mercados de *downstream* de petróleo (involucrar a los países productores en las actividades de refino, distribución y comercialización de productos petrolíferos de los países consumidores) que permita un mejor control de las cuotas de mercado, un mejor conocimiento de la demanda de los consumidores y más atención a la calidad de los productos. El documento de conclusiones del estudio se encuentra disponible en: http://ec.europa.eu/energy/green-paper-energy-supply/doc/studies/2005_04_eurogulf_kuwait_en.pdf.

⁶⁷⁸ Las actas de las reuniones mantenidas por este grupo de expertos se encuentran disponibles en: http://ec.europa.eu/energy/international/organisations/gcc_en.htm.

⁶⁷⁹ A este respecto, véase: <http://www.eugcc-cleanenergy.net/News/RelatedArticles.aspx>.

privado que permita atraer inversores a la región, identifique proyectos en ámbitos de interés común como la energía solar y otras energías renovables, fomente la eficiencia energética y el establecimiento de programas de gestión de la demanda⁶⁸⁰.

La constitución de esta red de expertos forma parte de la estrategia comunitaria de establecer una relación sólida a largo plazo con los países del CCG. Con este fin, durante la reunión anual celebrada en Luxemburgo el 14 de junio de 2010, en la que también participó la Alta Representante de la UE, los Ministros de ambas regiones respaldaron el Programa de Trabajo conjunto para el periodo 2010-2013 (negociado meses antes en Riad) en el que se incluye, entre otras políticas, un capítulo dedicado a la energía y el medio ambiente, y en el que se reafirma el compromiso de cooperación en este sector con la creación de dos sub-grupos de trabajo en el seno del Grupo de Expertos de Energía dedicado a temas relacionados con el gas natural⁶⁸¹ y la eficiencia energética.

En cualquier caso, no podemos analizar el diálogo energético UE-GCC sin contemplar las relaciones de los países de Oriente Medio con la OPEP⁶⁸². La situación geopolítica de Oriente Medio y la OPEP tiene una repercusión directa en el precio del petróleo y, por ende, en la economía mundial. Además, los estudios realizados por la AIE sobre tendencia de los mercados de crudo en un futuro⁶⁸³, confirman que con independencia de los ciclos de sobreproducción que seguirán sucediendo, y de la aparición de nuevas regiones aprovisionadoras de crudo (como la región del Caspio), la producción y

⁶⁸⁰ Véase: http://eeas.europa.eu/gulf_cooperation/docs/index_en.htm.

⁶⁸¹ Para consultar el documento de estrategia UE-CCG en el ámbito del gas natural, véase: http://ec.europa.eu/energy/international/organisations/doc/gcc/2010_06_02_gcc_concept.pdf.

⁶⁸² La OPEP es una organización intergubernamental fundada el 14 de septiembre de 1960 en Bagdad (Irak) por cinco países exportadores de petróleo: Irán, Irak, Kuwait, Arabia Saudita y Venezuela. Los motivos que llevaron a la creación de este cartel del petróleo fueron los enfrentamientos entre, por un lado, las multinacionales petroleras que buscaban maximizar las ganancias y controlar los precios del crudo y, por otro lado, los países productores. Posteriormente, a estos países se les unió Qatar en 1961, Indonesia y Libia en 1962, Emiratos Árabes Unidos en 1967, Argelia en 1969, Nigeria en 1971, Ecuador en 1973 y Gabón en 1974, si bien estos dos últimos países se retiraron posteriormente. Recientemente, en 2007 se ha unido Angola. La OPEP fue registrada en la Secretaría de Naciones Unidas en noviembre de 1962 y reconocida por el Consejo Económico y Social en junio de 1965. Entre sus objetivos destaca coordinar las políticas petroleras de los países miembros y salvaguardar sus intereses individuales y colectivos, establecer un sistema de precios que asegure la estabilidad y racionalidad en los mercados mundiales de petróleo y buscar la instrumentación de políticas energéticas coherentes por parte de los países consumidores, basadas en el costo del reemplazo de otras fuentes de energía, a fin de lograr un uso más eficiente de las fuentes fósiles y el cambio gradual a las renovables. Para un análisis más exhaustivo sobre la utilización por parte de la OPEP de los precios del petróleo como arma geopolítica, y de sus efectos en las relaciones internacionales, nos remitimos a lo expuesto en el Capítulo I de la presente tesis.

⁶⁸³ OECD/IEA, *Medium-Term Oil and Gas Markets 2010*.

las reservas de Oriente Medio y de la OPEP seguirán teniendo un peso decisivo en el mercado del petróleo mundial.

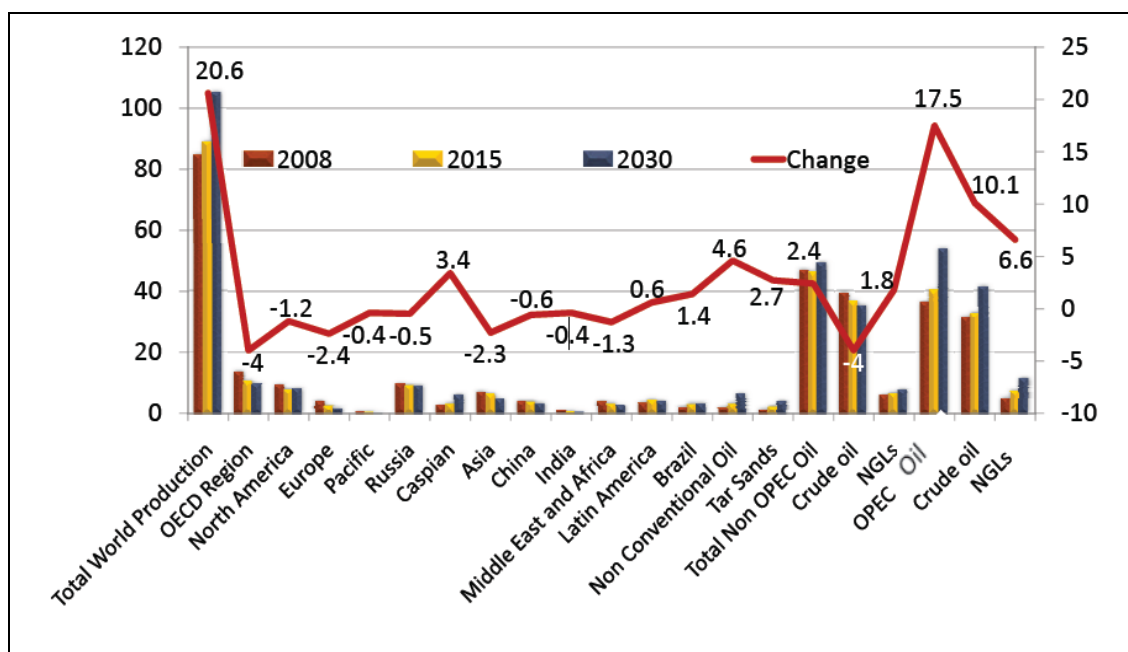


Figura 54. Evolución de la producción de crudo en el mercado mundial.

Fuente: GCC (2010).

Tradicionalmente, los analistas han distinguido dos categorías de miembros en el seno de la OPEP: los considerados “*halcones*”, que suelen ser países que ponen en práctica una política más agresiva en relación con sus recursos naturales y optan por precios más altos de la energía (tales como Libia, Argelia, Venezuela e Irán); y los llamados “*palomas*”, que son países con mayor número de reservas de hidrocarburos cuya prioridad se centra en el propio desarrollo de sus mercados y en poner en práctica una política de contención de precios, con el fin último de evitar la búsqueda de fuentes de energía alternativas por parte de los países consumidores. Entre este último grupo de países se encuentra Arabia Saudita⁶⁸⁴, Kuwait y los Emiratos Árabes Unidos⁶⁸⁵.

⁶⁸⁴ La posición de hegemonía de la que goza Arabia Saudí en el seno de la OPEP y sus peculiares características, que lo diferencia sustancialmente de cualquier otro país de la región, se han puesto de manifiesto una vez más con la oleada de protestas sociales que se están produciendo en los países MENA desde comienzos de 2011. Así, como ponía de manifiesto A. Lorca en su nota “*Arabia Saudita y el dominó de la primavera árabe*” para el Observatorio: Crisis en el mundo árabe”, nº 21, de 1 de abril de 2011, promovido por el Real Instituto Elcano, a diferencia de lo ocurrido en países como Túnez, Egipto, Libia, Siria o Yemen, las redes sociales convocaron a los ciudadanos sauditas a un “día de rabia” el 11 de marzo al

Estos países “paloma” de la OPEP forman parte, a su vez, del CCG lo cual representa un vínculo a tener en cuenta a la hora de valorar las decisiones políticas adoptadas en el ámbito de la producción de crudo por ambas asociaciones.

Por su parte, la UE inició el diálogo político con la OPEP en diciembre de 2004. Este diálogo UE-OPEP sobre energía proporciona un foro para la evaluación conjunta de los factores que afectan a los precios, las inversiones necesarias tanto en los países productores como en los consumidores, y la repercusión de las novedades tecnológicas. Además, facilita el intercambio constructivo entre las partes, especialmente en los períodos turbulentos, y contribuye a restablecer el orden y la estabilidad en los mercados.

El establecimiento institucional de este diálogo energético es fruto del reconocimiento de la existencia de intereses comunes por parte de los países productores y consumidores de hidrocarburos para garantizar la continuidad del suministro de energía de manera fiable y competitiva.

Por el momento, este diálogo se ha configurado a través de mesas redondas UE-OPEP que se reúnen con periodicidad anual. En 2008, se elaboró un estudio conjunto en materia de refino de petróleo (que fue financiado por la CE y que contó con el apoyo técnico de la OPEP), en el que se analizaba la evolución del mercado de refino con el fin de detectar las necesidades de inversión que podría requerir este sub-sector hasta 2020, el papel de la industria de refino en los mercados de energía y la relación entre los precios del crudo y los productos petrolíferos. Respecto a los factores que influyen en la formación de precios, el estudio concluye que los precios a largo plazo se ven afectados, en último término, por los costes de exploración y extracción, si bien el incremento de los precios del crudo es debido a la percepción de los mercados de la creciente tensión en el equilibrio

que apenas acudieron unos cientos de chiíes pues aunque en el país se comparten problemas con otros países vecinos como el desempleo juvenil y un gobierno autoritario y represivo, hay que tener en cuenta que Arabia Saudí es el principal actor en el mercado mundial de crudo lo que le ha permitido “*compra la calma social*” hasta la fecha. Para un análisis más extenso de esta cuestión, véase: G. Escibano, “*Precios de los hidrocarburos y situación en el Mundo Árabe*”, Nota para el “Observatorio: Crisis en el mundo árabe” nº 18, Real Instituto Elcano, 22 de marzo de 2011; G. Escibano, “*Cambio en el mundo árabe y seguridad energética: el corto y el largo plazo*”, Nota para el “Observatorio: Crisis en el mundo árabe” nº 10, Real Instituto Elcano, 24 de febrero de 2011; y G. Escibano, “*Libia y el petróleo rebelde*”, Nota para el “Observatorio: Crisis en el mundo árabe” nº 25, Real Instituto Elcano, 11 de abril de 2011; O. Orozco, “*De nuevo ante los árabes: el meollo de la cuestión*”, Economía Exterior nº 57, verano 2011, pp. 19-31.

⁶⁸⁵ P. Isbell, “*El nuevo escenario energético y sus implicaciones geopolíticas*”, Documento de Trabajo del Real Instituto Elcano nº 21/2007, publicado el 30 de mayo de 2007, p. 1.

entre oferta y demanda, y la falta de capacidad de conversión existente en la industria de refino⁶⁸⁶.

Meses más tarde, en la 5ª reunión del diálogo energético UE-OPEP de 24 de junio de 2008, se acordó la elaboración de un estudio sobre el impacto de los mercados financieros en el precio del crudo y su volatilidad, la preparación de los términos de referencia de cara a elaborar un estudio conjunto sobre el impacto de bio-carburantes en el refino de petróleo, y la posible creación un Centro Tecnológico de energía UE-OPEP, destinado a actividades de investigación y formación. Otras actividades que se han desarrollado en este marco de cooperación son los encuentros de intercambio de experiencias sobre políticas energéticas, en general, y sobre captura y almacenamiento de CO₂, o el impacto de la crisis financiera en las inversiones en exploración y producción de crudo, en particular. Entre las actividades previstas para 2011-2012 en adelante⁶⁸⁷, destacan la organización de una mesa redonda de ámbito internacional dedicada a debatir los retos que se plantean en el campo de la explotación y producción *off-shore* de crudo y gas natural⁶⁸⁸, un estudio para explorar los avances tecnológicos a implantar en el ámbito del transporte de crudo, un análisis de la repercusión en el precio del crudo y en la seguridad energética de los movimientos sociales acaecidos en los países árabes desde comienzos de 2011, un encuentro para analizar la escasez de capital humano especializado en el sector energético y el estudio de una serie de propuestas para paliar esta situación a corto-medio plazo.

⁶⁸⁶ Esto es, la falta de capacidad de la industria de refino de convertir los productos de mayor peso molecular en otros de menor peso y mayor valor económico. El proceso de conversión propio de la actividad de refino tiene por objeto conseguir fracciones ligeras (gasolinas y destilados medios) mediante la ruptura de las cadenas de hidrocarburos de fracciones más pesadas, gracias a procesos térmicos o catalíticos. A este respecto, destacan las unidades denominadas FCC ("*Fluid Catalytic Cracking*"), hidro-craqueo y coquización. Las conclusiones del estudio se pueden consultar en: http://ec.europa.eu/energy/international/organisations/doc/ministerial_meetings/2008_06_24_conclusions_oil_refining_study.pdf.

⁶⁸⁷ A este respecto, véanse los documentos de conclusiones de la 7ª y 8ª reunión anual UE-OPEP de 28 de junio de 2010 y 27 de junio de 2011, respectivamente, disponibles en: http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/en/er/115524.pdf; http://ec.europa.eu/energy/international/organisations/doc/ministerial_meetings/2011_06_27_press_release.pdf

⁶⁸⁸ Esta iniciativa surgió a raíz de la explosión y hundimiento de una plataforma petrolífera marina de BP en el Golfo de Méjico, en abril de 2010, que causó once fallecidos y fue responsable del mayor vertido en la historia de EEUU, con 800 millones de litros de crudo derramados.

A la vista de lo anterior, se puede apreciar que la estrategia energética que la UE ha desarrollado en relación con los países del Golfo, Oriente Medio y el Norte de África dista mucho de ser coherente y coordinada. Nos encontramos así la confluencia de una serie de procesos regionales como la PEV, la Unión para el Mediterráneo, el Diálogo UE-CCG y el Diálogo energético UE-OPEP, iniciativas que requieren un enfoque más global y menos fragmentado⁶⁸⁹.

Por su parte, los países del CCG, preocupados por el devenir futuro de la región, llevan tiempo reclamando a la UE una mayor involucración en el proceso de reconstrucción de Irak⁶⁹⁰, como pieza clave para lograr la estabilidad en la zona y

⁶⁸⁹ A este respecto, véase: E. Burke, A. Echagüe, R. Youngs, “*Energy Challenges in the Middle East and North Africa*”, Working Paper nº 2, European Association of Development Research and Training Institute (EADI), October 2008, pp. 14.17.

⁶⁹⁰ Parte de los progresos realizados en los últimos años en las relaciones bilaterales de la UE con el CCG y la OPEC son fruto de los esfuerzos realizados por la UE en intensificar sus relaciones con Irak. Así, en enero de 2010 firmaron un Memorando de Entendimiento entre el Gobierno de Irak y la UE sobre cooperación en materia de energía con el propósito de ofrecer respaldo político a la construcción del Gasoducto Pan-Árabe, que con una longitud aproximada de 1.200 kms, transportará cerca de 600 millones de metros cúbicos de gas cada año a Siria, Turquía, Líbano y Jordania, inicialmente desde Egipto, y posteriormente desde Irak; más allá de la región, se espera que el gasoducto transporte gas a Europa, al conectar en Turquía con la red *Nabucco*, y así poder transportar gas desde el Mar Caspio a Europa Occidental a través de Turquía, Bulgaria, Rumania Hungría y Austria. Otros compromisos que se recogen en el MoU son garantizar la implicación de Irak como principal proveedor del mismo; elaborar un plan de modernización y protección de las infraestructuras de energía para evitar sabotajes y acciones terroristas que pongan en peligro la seguridad de suministro; favorecer la aproximación de la normativa sobre estándares técnicos, de calidad y medioambientales de los productos petrolíferos, así como de la extracción y el transporte de gas; y fomentar la participación de Irak en las iniciativas energéticas regionales y, en particular, del Mercado de Gas Euro-Árabe del *Mashreq*, creado por la Unión Europea en cooperación con Egipto, Jordania, Líbano y Siria para elaborar un plan maestro para la región y proporcionar conocimiento técnico y legal para crear un mercado regional integrado del gas y conectarlo con el mercado gasista europeo.

Meses más tarde, en noviembre de 2010 suscribieron la Estrategia Conjunta para Irak para el periodo 2011-2013, en el que la UE se comprometía a ofrecer su apoyo a Irak para hacer un mejor uso de sus propios recursos naturales. En cuanto a los recursos energéticos, se reconoce el papel crucial de Irak como potencial proveedor del denominado Cuarto Corredor en su calidad de tercer país del mundo con mayor número de reservas probadas de hidrocarburos, así como la oportunidad de servir de puente en materia de energía entre Oriente Medio, la región del Mediterráneo y la UE.

Por último, tras la celebración de la primera reunión del grupo de trabajo conjunto sobre energía, que tuvo lugar el 4 de mayo de 2011, ambas partes firmaron una Declaración conjunta en materia de estrategia energética, de 26 de mayo de 2011, en la que se comprometían, entre otras, a mejorar la seguridad de suministro de energía eléctrica (incluyendo la promoción de energías renovables); identificar conjuntamente los volúmenes de gas a exportar al mercado mundial de gas (incluso a través del llamado *Cuarto Corredor* de la energía); explorar la posibilidad de aumentar las exportaciones de petróleo a la UE y a otros mercados internacionales; iniciar los preparativos para la creación de un Centro de Excelencia de investigación y formación en materia de energía de ámbito regional y promover los intercambios de personal académico con las instituciones comunitarias. Estos documentos se encuentran disponibles en:

http://ec.europa.eu/energy/international/bilateral_cooperation/doc/iraq/2010_01_18_iraq_mou_en.pdf;

http://eeas.europa.eu/iraq/docs/2011_2013_jsp_nip_en.pdf;

http://ec.europa.eu/energy/international/bilateral_cooperation/doc/iraq/20110527_iraq_joint_declaration.pdf.

garantizar la seguridad de la misma, así como en el Proceso de Paz de Oriente Medio, hasta ahora auspiciado por EEUU.

Para ello, sería necesario que la UE adoptara una postura firme sobre los asentamientos israelíes⁶⁹¹ y que mejorara la cooperación con estos países en materia de lucha antiterrorista, para que cese la financiación de grupos *yihaidistas* en países como Argelia, Líbano, Palestina o Yemen.

En cuanto al diálogo energético, habría que tratar de encontrar los puntos en común de los distintos procesos regionales que se encuentran en marcha (como, entre otros, los proyectos sobre energía solar), de forma que permita aprovechar las sinergias entre ellos, y así reactivar los mecanismos para lograr el establecimiento de zonas de libre comercio con el Mediterráneo y con el Golfo que, en un futuro, se puedan fusionar junto con Irak, una vez que se consiga suscribir el *Acuerdo de Asociación y Cooperación* que la UE tiene proyectado desde el año 2006⁶⁹².

IV.3. El papel de los reguladores europeos de energía en el contexto internacional.

La evolución que han experimentado los mercados de energía en los últimos años ha incrementado la preocupación de las instituciones comunitarias y los reguladores europeos por lograr una mayor coordinación entre los distintos agentes que interaccionan en los mismos. Como afirmó la propia CE en su Comunicación “*An Energy Policy for Europe*”, de 10 de enero de 2007, “*la Unión Europea debe desarrollar mecanismos de solidaridad eficaces para gestionar cualquier crisis de suministro energético, y diseñar*

⁶⁹¹ A este respecto véase el documento de conclusiones “*17th GCC-EU Joint Council and Ministerial Meeting*”, de 8 de mayo de 2007, celebrado en Riad (Ref. CE-GOLFE 3503/07), disponible en http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/en/er/94036.pdf; y más recientemente, en el comunicado conjunto realizado tras la reunión de la UE y el Consejo de Cooperación del Golfo (CCG) celebrada el 20 de abril de 2011 en Abu Dhabi, disponible en: http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/en/er/121610.pdf.

⁶⁹² E. Burke, A. Echagüe, R. Youngs, “*¿Por qué la Unión Europea necesita una política más amplia hacia Oriente Medio?*”, Documento de trabajo nº 93, FRIDE, 2010, pp. 9-11; E. Burke, A. Echagüe, R. Youngs, J. Sasuya; N. Alshakhanbeh, “*The Gulf in the new world order: a forgotten emerging power*”, Working Paper nº 101, FRIDE, September 2010, pp. 8-12.

una Política Energética Exterior común a fin de hablar cada vez más "con una sola voz" con los terceros países”⁶⁹³.

A este respecto, la UE ha venido promovido el establecimiento de asociaciones energéticas efectivas con los principales proveedores, basadas en la transparencia, la previsibilidad y la reciprocidad.

Por su parte, los reguladores europeos de energía han manifestado su apoyo a la estrategia política desarrollada por la CE en el contexto internacional y han enfatizado la vinculación de este ámbito de trabajo con otros de carácter estratégico para la UE, como es el de la seguridad de suministro. En este sentido, la cooperación internacional para los reguladores, entendida como la extensión del modelo regulatorio energético europeo a las regiones periféricas de la UE, ha sido un asunto prioritario de la agenda comunitaria desde 2007.

Los reguladores europeos han basado su estrategia en materia de cooperación internacional, en torno a las siguientes líneas de actuación:

- Apoyar la política de la UE sobre seguridad de suministro: en este ámbito los reguladores ofrecen apoyo a las instituciones europeas para reforzar sus relaciones estratégicas con los gobiernos/reguladores responsables de los países proveedores y de tránsito de energía, en particular con Rusia, la Asociación Oriental (en concreto, a través de su participación en la plataforma sobre seguridad energética)⁶⁹⁴, el Programa INOGATE⁶⁹⁵ y los países que forman parte del Mediterráneo (Euromed)⁶⁹⁶.

⁶⁹³ COM (2007) 1 final, Bruselas, 10.1.2007.

⁶⁹⁴ Esta plataforma está conformada por la UE y Armenia, Azerbaiyán, Bielorrusia, Georgia, Moldavia y Ucrania. Para obtener más información sobre su programa de trabajo, véase: http://www.eeas.europa.eu/eastern/platforms/docs/platform3_051109_en.pdf

⁶⁹⁵ El Programa sobre Transporte Interestatal de Gas y Petróleo para Europa (INOGATE) es un programa regional de energía financiado por la UE en el ámbito del programa comunitario TACIS que promueve la creación de oportunidades para la cooperación en el ámbito energético, así como el desarrollo de una red estructurada de intercambio de información entre los países participantes en esta iniciativa, con el fin de identificar y atraer inversiones para proyectos de inversión de interés común. Entre las áreas de cooperación establecidas en este ámbito destacan la convergencia de los mercados energéticos, la seguridad energética, el desarrollo energético sostenible y el fomento de la inversión. Participan como miembros Armenia,

- Asistir en la implementación del “*energy acquis*”, en particular con aquellos países del ámbito europeo que son países candidatos a acceder a la UE⁶⁹⁷, los países firmantes del Tratado de la Comunidad de la Energía⁶⁹⁸ y los países observadores⁶⁹⁹ del mismo, así como otros países del propio entorno comunitario como Suiza⁷⁰⁰.
- Estructurar el diálogo con otros reguladores europeos, asociaciones regionales de reguladores de energía y otras instituciones (como el Banco Mundial o la Agencia Internacional de la Energía), con el fin de compartir experiencias e intercambiar prácticas en el ámbito regulatorio de la energía.

Pero, sin duda, el principal logro obtenido por los reguladores de energía en el ámbito de la cooperación internacional ha sido la creación de la Confederación Internacional de Reguladores de Energía (ICER). En el IV Foro Mundial de la Regulación Energética (*World Forum on Energy Regulation – WFER*)⁷⁰¹ que se celebró en Atenas los

Azerbaiyán, Bielorrusia, Georgia, Kazakstán, Kyrgyzstán, Moldavia, Tayikistán, Turkmenistán, Ucrania y Uzbekistán; y Turquía y Rusia como observadores. Esta iniciativa comunitaria se puso en marcha en el año 1995 con el fin promover la construcción de un sistema regional de gasoductos que facilitara el transporte de gas y petróleo a Europa y redujera la dependencia energética de Rusia. Para más información, véase: <http://www.inogate.org/index.php?lang=en>

⁶⁹⁶ Albania, Argelia, Bosnia-Herzegovina, Croacia, Egipto, Israel, Jordania, Líbano, Libia, Montenegro, Marruecos, Palestina, Túnez, Turquía.

⁶⁹⁷ Croacia, Montenegro, Albania y Turquía.

⁶⁹⁸ Esta asociación regional agrupa a los siguientes países: República de Albania, la República de Bulgaria, Bosnia y Herzegovina, la República de Croacia, la Antigua República Yugoslava de Macedonia, la República de Montenegro, Rumanía, la República de Serbia, la República de Turquía, la Misión de Administración Provisional de las Naciones Unidas en Kosovo, Ucrania y Moldavia.

⁶⁹⁹ Georgia, Noruega y Turquía.

⁷⁰⁰ En este sentido, los reguladores europeos de energía han insistido en la necesidad de que la UE y, en particular, la nueva Agencia para la Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER), refuercen las relaciones energéticas con Suiza como país de tránsito de energía eléctrica en Europa y pieza clave en el Mercado Interior de la Electricidad, hasta lograr la implementación de los códigos de red europeos en el mercado eléctrico suizo, con el fin de reforzar la seguridad de suministro en el continente europeo.

⁷⁰¹ El Foro Mundial sobre la Regulación de la Energía (WFER) se concibió como un esfuerzo conjunto de las principales asociaciones regionales en materia de regulación de todo el mundo. Se materializa en congresos internacionales dedicados en exclusiva a la regulación en materia de energía y celebrados cada tres años. El IV Foro Mundial sobre la Regulación de la Energía (<http://www.worldforumiv.info/>), celebrado en Atenas del 18 al 21 de octubre del 2009, se cerraba con una declaración relativa a los cuatro temas clave: la fiabilidad y la seguridad del suministro; el papel de los reguladores en la respuesta al cambio climático; la

días 18 al 21 de octubre de 2009, los reguladores de energía asumieron una serie de compromisos respecto al cambio climático, entre otros el fomento de la eficiencia energética⁷⁰², las energías renovables y la generación distribuida⁷⁰³; favorecer el acceso a la energía en el ámbito mundial; compartir experiencias en el contexto mundial en materia de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), explorando nuevas vías para mantener un clima de inversiones en la eficiencia energética y en la infraestructura de la red que sean oportunas, eficientes y correctamente dirigidas; promover la colaboración con los países vecinos más cercanos, con el fin de facilitar la interconexión y la compatibilidad de los marcos reguladores para crear redes de energía más eficientes y dotar a los mercados de mayor confianza y transparencia; y reforzar su compromiso en el proceso de cambio climático al participar, en calidad de observadores, en las sesiones de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC)⁷⁰⁴.

La nueva Confederación Internacional de Reguladores de Energía (ICER)⁷⁰⁵ se creó con el fin de promover una mayor cooperación internacional de los reguladores de energía y un mayor diálogo sobre asuntos de alcance mundial, tales como el cambio climático. ICER aúna a once asociaciones regionales de reguladores de energía de todo el mundo, con representación de 200 autoridades reguladoras, y abarcando todos los continentes: AFUR (África), ARIAE (Latinoamérica), CAMPUT (Canadá), CEER (Europa), EAPIRF (Asia Oriental y Pacífico), ERRRA (Asociación Regional de Reguladores de la Energía),

competitividad y la asequibilidad; y, por último, la independencia, los poderes, las responsabilidades, las mejores prácticas y la formación de los reguladores.

La V edición del Foro Mundial sobre la Regulación de la Energía tendrá lugar del 13 al 16 de mayo de 2012 en la ciudad de Quebec (Canadá), y su programa se encuentra disponible en:

<http://www.worldforumv.org/cms/?setlang=en>

⁷⁰² A este respecto, los reguladores se comprometieron a elaborar un informe sobre buenas prácticas regulatorias en materia de promoción de la eficiencia energética que se presentaría en la reunión de Ministros de Energía del G8 celebrada en Roma en mayo de 2010. Este informe se encuentra disponible en:

http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/ICER-CEER_EnergyEfficiency-FS_April2011_Web.pdf

⁷⁰³ El grupo de trabajo virtual sobre Cambio Climático se comprometió a elaborar un informe que incluirá casos de estudio y buenas prácticas regulatorias sobre la integración de las renovables en el sistema eléctrico y la generación distribuida en el suministro de energía general y su impacto en las redes de transporte y en la competencia de los mercados de energía.

⁷⁰⁴ Las conclusiones del IV WFER se encuentran disponibles en:

<http://www.worldforumiv.info/Forum-Outcomes/Forum-Outcomes/>

⁷⁰⁵ Para más información, véase:

http://www.icer-regulators.net/portal/page/portal/IERN_HOME/ICER_HOME.

MEDREG (países del ámbito mediterráneo), NARUC (EE. UU.), OOCUR (el Caribe), RERA (sur de África) y SAFIR (sur de Asia). También los reguladores de países que no pertenezcan a otras asociaciones regionales pueden ingresar en ICER.

ICER se estructura en cuatro grupos de trabajo virtuales, que versan sobre el papel de los reguladores en el ámbito de la seguridad de suministro, el cambio climático, la competitividad y la asequibilidad de los precios de la energía, y en cuyo seno se elaboran declaraciones, informes comparativos, guías de buenas prácticas, encuestas, documentos y estudios de posición, así como programas de intercambio de experiencias y de formación de los reguladores.

El funcionamiento de estos grupos de trabajo virtuales se canaliza a través de la Red Internacional para la Regulación de la Energía (*International Energy Regulation Network* -IERN)⁷⁰⁶, una plataforma web para el intercambio de información que fue presentada con ocasión del III Foro Mundial sobre la Regulación de la Energía en Washington, D.C. en octubre de 2006. La página web del IERN contiene, a día de hoy, información sobre más de 300 asociaciones regionales para la regulación en todo el mundo.

Por otro lado, en el ámbito de la cooperación internacional, los reguladores de energía cuentan con una serie de instrumentos que permiten el intercambio de información y de experiencias regulatorias. Entre ellos, el instrumento de Asistencia Técnica y de Intercambio de Información (*Technical Assistance and Information Exchange* - TAIEX), gestionado por la Dirección General de la CE responsable del proceso de adhesión de nuevos miembros a la UE (DG Enlargement⁷⁰⁷), ha resultado de gran utilidad en los últimos años, con la puesta en marcha de más de 350 actividades que ofrecen apoyo a la Política Europea de Vecindad (PEV), ofreciendo asistencia técnica en materia de energía, y asesorando en el proceso de transposición de la legislación comunitaria al ordenamiento jurídico nacional de terceros países. Este instrumento se articula en torno a una base de datos de expertos europeos de los distintos sectores económicos, que permite diseñar las visitas de estudio (*study visits*) y las misiones de expertos (*experts missions*) cuando algún

⁷⁰⁶ www.iern.net

⁷⁰⁷ http://ec.europa.eu/enlargement/index_es.htm

regulador de un Estado miembro recibe alguna petición de asistencia técnica por parte de un país beneficiario del Programa TAIEX⁷⁰⁸.

Asimismo, desde su puesta en marcha en 1998, los programas de hermanamiento (*twinning projects*)⁷⁰⁹ ayudan a los países beneficiarios en el proceso de modernización de las administraciones públicas, en cuanto a la estructura, recursos humanos y capacidad de gestión necesaria para implementar el acervo comunitario. A través de estos programas, se permite a las administraciones públicas de los países beneficiarios trabajar con sus homólogos de los Estados miembros y obtener asistencia en el proceso de transposición de la normativa comunitaria a sus respectivos ordenamientos jurídicos. A estos efectos, se nombra un asesor residente (*Resident Twinning Adviser - RTA*), que se desplaza durante al menos un año al país beneficiario para asesorar durante el proceso de hermanamiento, y un Jefe de Proyecto (*Project Leader*), responsable de la coordinación y la gestión del proyecto en general, así como de organizar visitas concretas de expertos en el ámbito sectorial de que se trate.

Por último, como se ha puesto de manifiesto en epígrafes anteriores, el 7 de septiembre 2011 la CE publicó su Comunicación sobre Seguridad Energética y Cooperación Internacional⁷¹⁰ en la que se establece, por primera vez, una estrategia global en lo relativo a las relaciones exteriores de la UE en materia de energía.

Esta Comunicación se enmarca dentro de la estrategia comunitaria “*Energía 2020*”, en la que se fijan las prioridades comunitarias en materia de energía para los próximos diez años, y en la que se determinan las actuaciones que deberán llevarse a cabo con el fin de hacer frente a los desafíos que implican promover el ahorro y la eficiencia energética, crear un Mercado Interior de la Energía con precios competitivos para los

⁷⁰⁸ En este programa participan Croacia, Islandia, Turquía, Antigua República Yugoslava de Macedonia, Montenegro, Serbia, Albania, Bosnia y Herzegovina, la comunidad turco-chipriota del norte de Chipre, Argelia, Armenia, Azerbaiyán, Bielorrusia, Egipto, Georgia, Israel, Jordania, Líbano, Libia, Moldavia, Marruecos, la Autoridad Palestina, Siria, Túnez, Ucrania y Rusia. Para obtener información de las actividades de asistencia técnica desarrolladas hasta la fecha véase: http://ec.europa.eu/enlargement/taieux/index_en.htm.

⁷⁰⁹ Para más información, véase: http://ec.europa.eu/enlargement/how-does-it-work/technical-assistance/twinning_en.htm.

⁷¹⁰ Comunicación de la Comisión al Parlamento, el Consejo, el Comité Económico y Social y el Comité de las Regiones sobre la seguridad del abastecimiento energético y la cooperación internacional: “*La política energética de la UE: establecer asociaciones más allá de nuestras fronteras*”, de 7 de septiembre de 2011, COM (2011) 539 final.

consumidores, y garantizar la seguridad del abastecimiento de energía potenciando, al mismo tiempo, el liderazgo tecnológico y una negociación eficaz con los socios energéticos internacionales.

En concreto, la Comunicación sobre Seguridad Energética y Cooperación Internacional recoge 43 medidas específicas destinadas a promover una mayor transparencia y una mejor coordinación entre los Estados miembros de la UE a la hora de negociar sus acuerdos energéticos con terceros países, adoptar una posición común en los procesos de negociación de las organizaciones internacionales y fomentar las asociaciones y partenariados con los principales socios energéticos.

Con este propósito, la CE hace especial hincapié en la importancia de extender el marco regulatorio más allá de las fronteras comunitarias, y es precisamente en esta labor, en la que los reguladores europeos de energía juegan un papel fundamental. Su posición como actores independientes, y su amplia experiencia en el ámbito de la cooperación energética internacional, tanto a nivel bilateral como a través de las distintas asociaciones regionales de reguladores de energía (CEER, ARIAE, MEDREG, ERRA, etc.) y, más recientemente, en un ámbito global tras la creación de la Confederación Internacional de Reguladores de Energía (ICER), hacen de la figura de los reguladores una pieza clave para proyectar hacia el exterior una imagen sólida de la UE como socio estable, fiable y coherente, así como para exportar a países vecinos aspectos clave para la consecución del Mercado Interior de la Energía, como el acceso a las redes o las provisiones en materia de competencia.

En este sentido, en el ámbito del Consejo Europeo de Reguladores de Energía (CEER) se han analizado una serie de ámbitos en los que los reguladores europeos podrían contribuir con las instituciones comunitarias en el proceso de diseño de una Política Energética Exterior común y coherente, que permita a la UE y a sus Estados miembros actuar conjuntamente y hablar con una sola voz en el contexto energético internacional. Entre estos ámbitos, destacan los siguientes:

- La inclusión de aspectos regulatorios y condiciones de mercado en la implementación de proyectos prioritarios de las infraestructuras energéticas, de forma que se les pueda dotar de estabilidad regulatoria a largo plazo.

- Reforzar la cooperación con los reguladores de energía de los países candidatos a la adhesión y de los países vecinos con el fin de favorecer la convergencia regulatoria con estos países y facilitar la implementación del “*acervo comunitario*”⁷¹¹.
- Aprovechar la experiencia acumulada de los reguladores europeos en los programas TAIEX y en ámbitos regulatorios regionales de la Comunidad de la Energía, la plataforma de seguridad energética de la Asociación Oriental y los trabajos desarrollados en el ámbito de ERRA⁷¹² para orientar el proceso de rehabilitación de las infraestructuras de transporte de gas y petróleo existentes en los países de Europa del Este, así como de la red de gasoductos de Ucrania para el año 2020, en aras a reforzar la seguridad energética en Europa.
- Articular el futuro diálogo UE-Suiza, a través de la figura de sus reguladores de energía, destinado a la integración plena de los mercados de la electricidad suizo y comunitario.
- Impulsar la extensión del ámbito de aplicación del Tratado de la Comunidad de la Energía a través de la actividad desarrollada por su Consejo de Reguladores (*Energy Community Board of Regulators*), como principal motor de la cooperación regulatoria en este ámbito.
- Aprovechar los trabajos desarrollados y la experiencia adquirida en el ámbito del MEDREG⁷¹³ para sustentar la nueva propuesta de la CE de establecer una Comunidad de la Energía UE-Mediterráneo⁷¹⁴.

⁷¹¹ Esto resulta especialmente relevante con los países del sudeste de Europa como un paso previo para el diseño definitivo del denominado *Cuarto Corredor*.

⁷¹² ERRA es la asociación regional de reguladores de energía del centro y este de Europa, constituida en el año 1999 con el fin de promover el intercambio de experiencias y de información entre sus miembros, así como promover la divulgación de su experiencia regulatoria en el ámbito energético a nivel mundial. Para más información, véase: <http://www.erranet.org/>

⁷¹³ El Grupo de Trabajo del Mediterráneo sobre Regulación de Electricidad y Gas Natural (MEDREG) fue creado en Roma en mayo de 2006 impulsado por los reguladores europeos (Council of the European Energy Regulators – CEER) y por la Comisión Europea. Los miembros de MEDREG son los reguladores energéticos de Albania, Italia, Argelia, España, Francia, Croacia, Egipto, Israel, Jordania, Eslovenia, Turquía, Chipre, Portugal, Malta, Túnez, Marruecos, Líbano, Palestina, Montenegro, Bosnia-Herzegovina y Grecia. Los objetivos que persigue esta organización son fortalecer la cooperación, el intercambio de información y la asistencia entre sus miembros; revisar y mejorar las prácticas comunes; contribuir a la creación de

- Incluir los asuntos energéticos e involucrar a los reguladores en la puesta en marcha de la Hoja de Ruta del Diálogo Energético UE-Rusia para 2050⁷¹⁵, como un aspecto clave en el proceso de negociación de la nueva Asociación para la Modernización de las relaciones UE-Rusia, que se encuentra en marcha.
- Involucrar a los reguladores en la preparación de acciones conjuntas de la UE y los Estados miembros en sus relaciones con China, India, Brasil, Sudáfrica y América Latina, para fomentar políticas y tecnologías en los ámbitos de la gestión de la demanda y la energía hipocarbónica, y actualizar los diálogos bilaterales existentes para incorporar modelos sostenibles de modernización y los aspectos relativos a la seguridad energética.
- Permitir la participación de los reguladores europeos de energía en el grupo estratégico para la cooperación internacional en materia de energía, propuesto recientemente por la CE, y compuesto por representantes de Estados miembros y los servicios comunitarios pertinentes, que permita a la UE y a sus Estados miembros aunar posiciones en los principales foros internacionales.

mecanismos de seguimiento consistentes; observar y evaluar la evolución de los mercados de electricidad y gas natural; y llevar a cabo procesos adecuados de consulta a los interesados. De forma más específica, el MEDREG quiere promover un marco regulatorio estable y armonizado en el mercado energético de la UE y el Mediterráneo, aportando los máximos beneficios a los inversores y a los consumidores de energía en ambas regiones. Uno de sus objetivos particulares es acelerar el despliegue de las infraestructuras de interconexión necesarias para cerrar el anillo mediterráneo de gas y electricidad. Para más información, véase:

http://www.medreg-regulators.org/portal/page/portal/MEDREG_HOME

⁷¹⁴ A este respecto véase: Joint Communication to the European Council, the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: *“A partnership for democracy and shared prosperity with the Southern Mediterranean”*, Brussels, 8.3.2011, COM (2011) 200 final, p. 9.

⁷¹⁵ Common Understanding on the Preparation of the Roadmap of the EU-Russia Energy Cooperation until 2050, February 24 2011, Brussels, disponible en: http://ec.europa.eu/energy/international/russia/russia_en.htm

CAPITULO V

Hacia una Política Energética Exterior común en la UE: los obstáculos existentes y otros aspectos a valorar para la consecución de este proyecto.

Como se ha puesto de manifiesto a lo largo de la presente tesis, el diseño de la Política Energética comunitaria está siendo un proceso lento y tedioso. Las diferencias, divergencias y disensiones entre los Estados miembros, la ausencia de una Política Exterior común, coherente y efectiva, y la poca confianza en las acciones conjuntas de los propios actores, contribuyen a ralentizar el proceso. Los desafíos a los que se enfrenta la UE en este contexto son muy distintos y, a la vez, muy complejos: fomentar la eficiencia energética, interconectar las redes, aumentar la seguridad energética e impulsar las relaciones con terceros países “con una sola voz” actuando, por tanto, como un único interlocutor con el resto del mundo.

El poder de actuación de la UE como conjunto puede constituir una potente herramienta de su Política Energética, frente a la tentación del bilateralismo. Por otro lado, cuestiones como la estructura de propiedad de las empresas energéticas y su ámbito de actuación, el difícil acceso a unos recursos energéticos cada vez más nacionalizados y la rigidez de los contratos de aprovisionamiento de hidrocarburos a largo plazo son cuestiones muy determinantes en la definición de los objetivos e instrumentos de una futura Política Energética Exterior común que merecen un detenido análisis.

V.1. Los obstáculos existentes en el ámbito intra-comunitario.

La creación de los Mercados Interiores de la Electricidad y el Gas es una tarea en la que las instituciones europeas, los Estados miembro, los reguladores de energía y los operadores vienen trabajando desde hace más de dos décadas. El objetivo fundamental de la creación de estos mercados es aumentar la eficiencia en dichos sectores y, a través de ella, conseguir reducir los precios finales de la energía y así aumentar la competitividad de la industria y la calidad de vida de los consumidores europeos⁷¹⁶.

La implantación de un mercado energético único en la UE constituye una de las piezas clave en el engranaje de la configuración de la nueva Política Energética Comunitaria. No obstante, la idea de la construcción del Mercado Interior de la Energía no es algo reciente. Sus orígenes se remontan a los movimientos liberalizadores surgidos en los mercados energéticos europeos de los años 80 y 90. Estos procesos pretendían acabar con los monopolios energéticos tradicionales y crear un mercado de energía en el que la libre competencia entre los agentes y el fomento de la productividad pudieran, por un lado, garantizar una mejor asignación de los recursos según el precio y, por otro, satisfacer las necesidades de seguridad y calidad en el suministro al menor precio posible, respetando la conservación del medio ambiente y el desarrollo sostenible. Así, con estos objetivos surgieron las primeras Directivas comunitarias sobre transporte de energía eléctrica y gas natural a través de redes (Directivas 90/547/CEE y 91/296/CEE), las Directivas de creación del Mercado Interior de la Electricidad y el Gas (Directivas 2003/54/CE y 2003/55/CE) y las Directiva 2009/72/CE y 2009/73/CE, sobre normas comunes para el Mercado Interior de la Electricidad y del Gas Natural, aprobadas más recientemente bajo el paraguas del denominado *Tercer Paquete* de medidas energéticas.

Existen una serie de factores que han marcado la evolución de los mercados energéticos durante esta última década:

⁷¹⁶ No obstante, la eficiencia, mediante la utilización de conceptos de mercado, no es el único objetivo propuesto en las Directivas que crean los respectivos mercados interiores. Desde el primer momento, se incluyeron en dichos textos medidas para garantizar la protección de los consumidores, en particular de los domésticos. A este respecto, véase: C. Jones, “*EU ENERGY LAW: The internal energy market*”, Vol. I, Third Edition, Claeys & Casteels, 2010, Leuven, Belgium, p. 393-441.

- El establecimiento de otros objetivos complementarios con su consiguiente normativa, como los que se refieren a la utilización de las energías renovables, la seguridad de suministro y la limitación de emisiones de gases de efecto invernadero.
- La profundización en las medidas liberalizadoras. Las primeras Directivas planteaban una liberalización parcial. En 2003 se aprobaron nuevas Directivas para completar el proceso y lograr una mayor integración de los mercados. En 2009, se aprobó un *Tercer Paquete* que crea nuevas estructuras y ha supuesto un verdadero empuje al proceso de integración de los mercados.
- La extensión geográfica de los mercados. La primera Directiva eléctrica del año 1996 aplicaba a quince Estados miembro. Actualmente son veintisiete los países que integran la UE, así como los nueve países signatarios del Tratado de la Comunidad de la Energía, que se han comprometido a transponer las disposiciones del *Tercer Paquete* antes del 2015.

Desde las primeras Directivas, la concepción del Mercado Interior de la Energía se sustentó sobre tres principios: la separación de actividades reguladas y liberalizadas en empresas energéticas verticalmente integradas, el acceso no discriminatorio de otros agentes a las redes de transporte y distribución, y la creación de organismos reguladores que velen por la libre competencia de los mercados energéticos. Y aunque es cierto que en los últimos años se ha realizado un gran esfuerzo en pro de la liberalización energética, debemos admitir que la realidad energética europea se enfrenta a importantes obstáculos que dificultan este proceso. Estos obstáculos son, entre otros, los siguientes⁷¹⁷:

- La yuxtaposición de varios mercados energéticos nacionales y, por tanto, la ausencia de un mercado único europeo.
- La falta de competencia real y efectiva en los mercados energéticos, que continúan bajo la influencia de los antiguos monopolios nacionales.
- El problema medioambiental y de la eficiencia energética.

⁷¹⁷ Para un análisis más completo, véase: “Energía en España y desafío europeo”, Ariño y Asociados, Comares, Granada, 2006, Cap. 1.

V.1.1. La ausencia de un mercado único europeo.

Según reconocía la propia CE en su Informe Anual de Creación del Mercado Interior del Gas y de la Electricidad de abril de 2011 (*“Europe’s energy position Annual Report 2010”*)⁷¹⁸, el buen funcionamiento del Mercado Interior de la Energía (MIE) es esencial para garantizar el suministro en Europa de un modo seguro, sostenible y a precios asequibles. No obstante, a pesar de los sustanciales avances que se han producido en los últimos años en la apertura de los mercados y la progresiva integración de los mismos, aún no se ha conseguido una integración suficiente del mercado energético europeo, como de hecho demuestran las diferencias de precios de la energía en los diferentes mercados nacionales, la persistencia de algunos monopolios regionales y los continuos problemas de congestión transfronteriza existentes entre los Estados miembros.

El incremento del comercio de energía desde el año 2008 representa una señal positiva del progreso experimentado en el funcionamiento de los mercados europeos de energía y, según datos de Eurostat⁷¹⁹, se estima que en la actualidad se realizan en Europa entre 6.000-10.000 transacciones/día en los mercados mayoristas de energía. Desde 2009, también los precios de la energía han respondido de manera positiva, a pesar de la caída de la demanda de la electricidad y el gas provocada por la crisis financiera internacional.

⁷¹⁸ El documento completo se puede consultar en:
http://ec.europa.eu/energy/observatory/annual_reports/annual_reports_en.htm.

⁷¹⁹ Disponible en:
<http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/introduction>

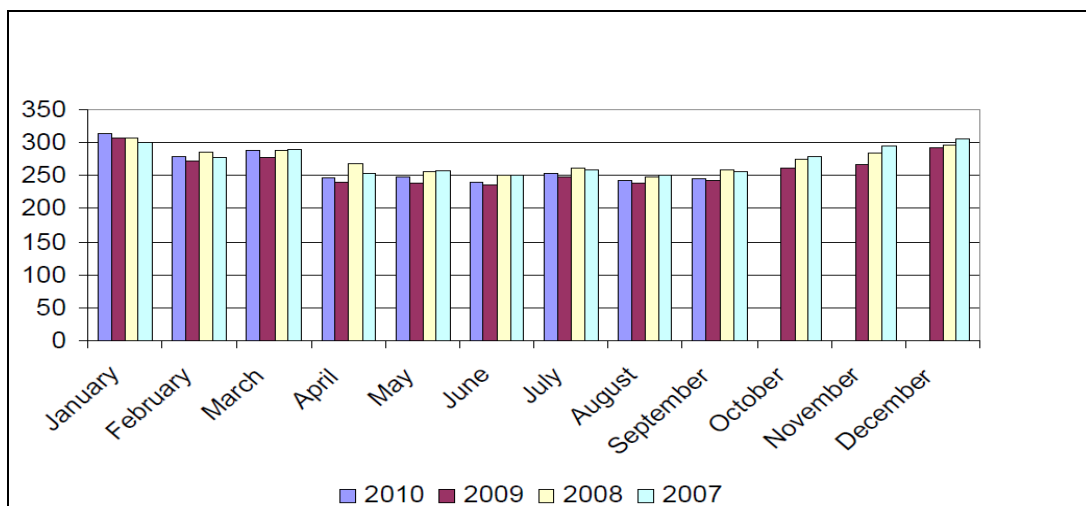


Figura 55. Evolución del consumo mensual de energía eléctrica (Twh) de la EU-27.
Fuente: Eurostat Energy Database (2009).

En el sector del gas natural, la bajada de los precios⁷²⁰ en una media del 7,7 y el 12% producida desde mediados de 2009 hasta mediados de 2010 para los consumidores domésticos de la EU-27, estuvo motivada por el decremento progresivo de los precios de entrega del GNL, con respecto a los precios indexados al petróleo fijados en los propios contratos de aprovisionamiento. Esta bajada de los precios ejerció una fuerte presión en los tradicionales aprovisionadores de gas mediante gasoducto, que se vieron obligados a bajar los precios del gas canalizado, a riesgo de perder cuota de mercado. Además, los agentes del mercado han seguido participando de forma activa en los mercados *spot*, a pesar de la reducción de la demanda por parte de la industria, cuya actividad también se ha visto mermada por la recesión económica⁷²¹.

⁷²⁰ Fuente: Eurostat, 2010.

⁷²¹ Según datos de Eurostat, en 2009 el volumen de energía eléctrica comercializada en los mercados *spot* permaneció estable y representó un tercio del total de la energía generada en Europa, y el volumen de gas comercializado en los tres mercados europeos *spot* con mayor liquidez aumentó un 4,45% respecto a años anteriores.

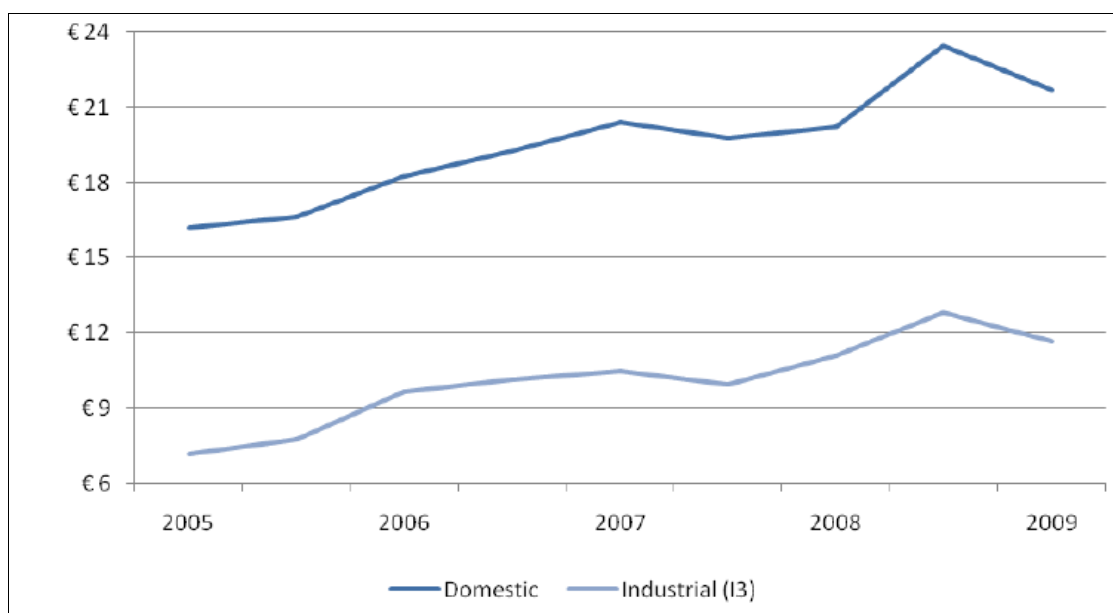


Figura 56. Evolución de los precios del gas natural de los mercados minoristas de la EU-27 (€/GJ).
Fuente: Eurostat Energy Database (2010).

Según información publicada por el ERGEG sobre el grado de liberalización y transposición del marco energético regulatorio europeo en 2010 (*“ERGEG 2010 Status Review of the Liberalisation and Implementation of the Energy Regulatory Framework”*⁷²²), los precios de la energía para los consumidores industriales de electricidad en la UE están empezando a converger en algunas zonas centrales y noroccidentales de la UE pero, en algunos casos, aún difieren sustancialmente⁷²³.

En este sentido, se ha podido apreciar en los últimos años una cierta mejora de la correlación de los precios de la electricidad entre la zona de Países Bajos-Bélgica-Austria-Francia-Alemania y el mercado nórdico, como consecuencia de una mayor eficiencia en la utilización de las infraestructuras energéticas en esta región, tras la implantación desde el 9 de noviembre de 2010 del acoplamiento de los mercados de electricidad de diez Estados

⁷²² Ref. C10-URB-34-04. Disponible en: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORTS/National%20Reporting%202010.

⁷²³ *ERGEG 2010 Status Review of the Liberalisation and Implementation of the Energy Regulatory Framework*, December 7 2010, p. 18 (Ref. C10-URB-34-04).

diferentes⁷²⁴. En un mercado correctamente integrado, la competencia mantiene los precios en los Estados miembros o regiones limítrofes a un nivel similar.

⁷²⁴ Los Ministros del Foro Pentalateral de la Energía y los representantes de los reguladores, gestores de las redes de transporte, operadores del mercado y la plataforma de partes interesadas en el mercado de los cinco países que forman la región Centro-Oeste de la Iniciativa Regional de Electricidad de ERGEG (Francia, Alemania, Bélgica, Holanda y Luxemburgo) firmaron, el 6 de junio de 2007 en Luxemburgo, un Memorando de Entendimiento (MoU) para la implementación de un sistema de acoplamiento de sus mercados diarios de energía eléctrica (*“market coupling”*) para enero de 2009. Esto constituyó un gran paso hacia un mejor funcionamiento del mercado transfronterizo en esos cinco países, ya que contribuyó de forma decisiva a una mayor integración a nivel europeo y mejoró la seguridad de suministro en la región. El Foro Pentalateral impulsó el acoplamiento de mercados eléctricos diarios basado en el modelo de *“price-coupling”*, es decir, mediante la casación conjunta de todas las ofertas de energía y precio de los países participantes. Esta iniciativa se construyó sobre la base del acoplamiento de mercados de índole trilateral (*Trilateral Coupling – TLC*) existente entre Francia, Bélgica y Holanda desde 2007. Posteriormente, el 9 de noviembre de 2010, se produjo el acoplamiento de los mercados centro-europeos de energía eléctrica con los países nórdicos, a través de un sistema de *“volume-coupling”* entre Alemania y Dinamarca. El *“volume-coupling”* es, junto con el *“price coupling”*, otra modalidad dentro del acoplamiento de mercados, que permite la coexistencia de algoritmos de casación diferentes en cada mercado, mediante un cálculo simplificado de los volúmenes de energía intercambiados en la interconexión.

Además, en 2009 se creó para esta región una única plataforma (CASC-EU) de asignación de capacidad en el largo plazo que, en la actualidad, opera con un conjunto de normas de subastas armonizadas para todas las interconexiones de la región, y en la que participan todos los operadores de mercado de los países involucrados, permitiendo la casación de las ofertas de compra-venta de energía sin estar condicionada por la reserva de capacidad transfronteriza.

Como explicaba la CE en su Comunicación al Parlamento Europeo y al Consejo sobre el *“Papel de las iniciativas regionales en el futuro”*, de 7 de diciembre de 2010, p. 5 (COM (2010) 721 final), *“las iniciativas regionales de electricidad deben esforzarse colectivamente por que el objetivo de pleno acoplamiento de los mercados se haya alcanzado ya en toda la UE antes de que concluya 2015. El acoplamiento del mercado, como forma de impulsar su integración, será más fácil de conseguir (y se conseguirá por tanto antes) si los países que siguen hoy sin utilizarlo trabajan juntos a nivel regional para unirse al acoplamiento del mercado de la UE. (...) En cuanto a la electricidad, la región Central-Oeste y la región Norte alcanzaron ya en noviembre de 2010 el pleno acoplamiento de sus mercados. Ambas regiones se sitúan así en el primer puesto de los procesos de aplicación. En cualquier caso, la forma en que haya de realizarse el acoplamiento de los mercados a nivel de la UE es una cuestión que deberían discutir las regiones en foros tales como el de Florencia y Madrid. Es preciso, en efecto, que, para evitar problemas técnicos en fases posteriores, comience a debatirse lo antes posible el método que deba seguirse para alcanzar el necesario acoplamiento.”*

Para más información, véase:

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2010:0721:FIN:ES:PDF;>
http://www.epexspot.com/en/press-media/press-releases/details/press/A_decisive_step_towards_a_single_European_Electricity_Market

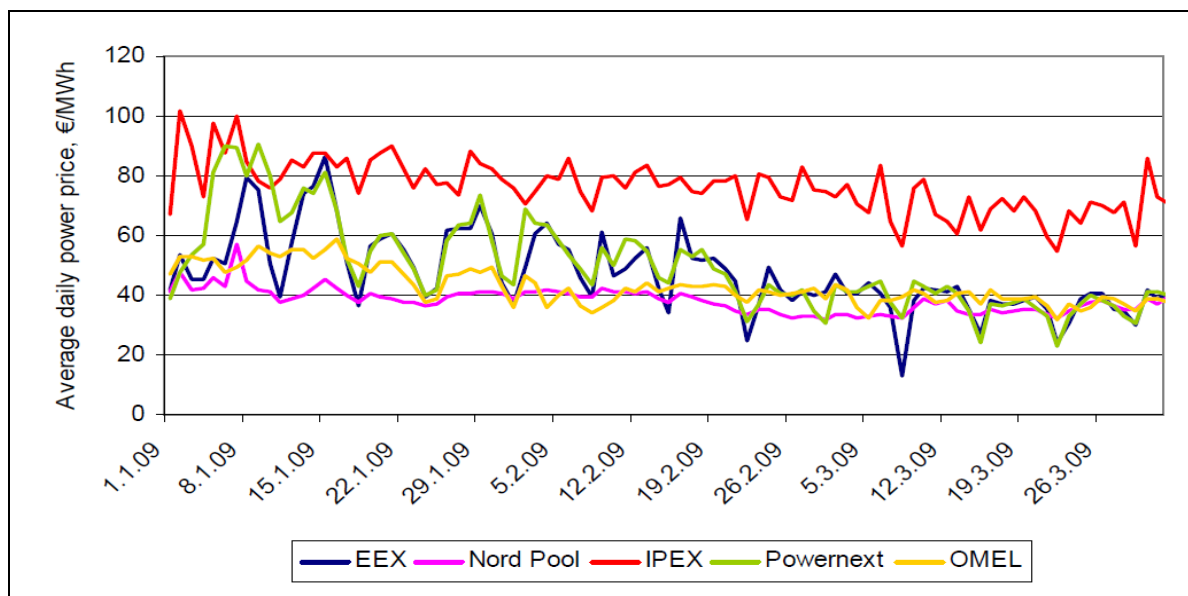


Figura 57. Evolución del precio spot diario de la energía eléctrica en Europa en el primer trimestre de 2009.
Fuente: Eurostat (2010).

A este respecto, el comercio transfronterizo constituye una de las principales fuentes de presión competitiva sobre los precios. Las interconexiones permiten el transporte interregional y transfronterizo de energía y constituyen un requisito previo para el funcionamiento del Mercado Interior⁷²⁵. La existencia de interconexiones internacionales permite recibir energía de otros sistemas para suministrar la demanda cuando los medios de producción nacionales sean insuficientes, mejorando con ello la seguridad y la garantía de suministro a los consumidores de electricidad en un entorno de integración de mercados.

Sin embargo, en 2010 todavía nueve Estados miembros se encontraban lejos de alcanzar el grado mínimo de interconexión de las infraestructuras energéticas del 10% acordado por la UE⁷²⁶. Y dado que el disponer de capacidades de red suficientes constituye

⁷²⁵ Los Jefes de Estado y de Gobierno de la Unión Europea, en su reunión de Hampton Court de octubre de 2005, subrayaron la necesidad de una política reforzada para facilitar la realización de los proyectos prioritarios de infraestructuras a nivel europeo. Anteriormente, en el Consejo Europeo de Barcelona de 2002, se había acordado aumentar la capacidad de interconexión eléctrica con respecto a la capacidad instalada hasta el 10% de los niveles mínimos de interconexión entre los Estados miembros.

⁷²⁶ Estos países son Polonia, Reino Unido, España, Irlanda, Italia, Francia, Portugal, Bulgaria y Rumanía. En cinco Estados miembros de la UE, la capacidad de interconexión eléctrica con respecto a la capacidad instalada es inferior al 10% y en otros diez Estados miembros se sitúa entre el 10% y el 30%. En la actualidad, la capacidad disponible en las conexiones internacionales es limitada y los nuevos entrantes no pueden asegurarse capacidad de tránsito en las rutas energéticas más relevantes. La capacidad primaria en las conexiones internacionales está controlada por operadores ya establecidos y que disponen de contratos

una de las condiciones previas para dicho comercio, es preciso eliminar las congestiones que subsisten en las infraestructuras de gas y electricidad⁷²⁷.

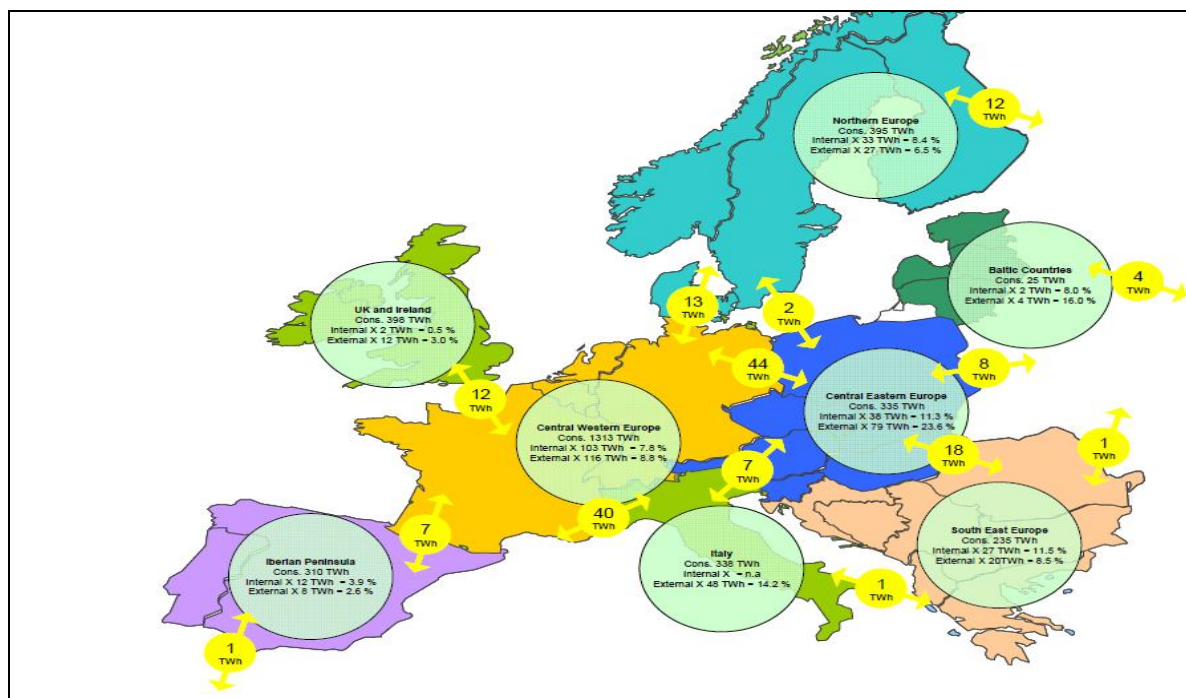


Figura 58. Consumo de electricidad y transporte transfronterizo regional de energía eléctrica en Europa en 2006.

Fuente: CE (2008).

previos que excluyen a estas conexiones de las reglas de acceso de terceros. Esto, unido a la ineficacia de los mecanismos de gestión de congestiones, impide asegurar incluso pequeños volúmenes de capacidad interrumpible a corto plazo en el mercado secundario. En la mayoría de los casos, los nuevos entrantes ni siquiera tienen capacidad asegurada cuando hay ampliaciones de la capacidad de transporte de la interconexión.

⁷²⁷ A partir del nivel de infraestructuras existente puede suceder que, de forma permanente o esporádica, las redes no sean capaces de transportar toda la energía que los agentes del mercado desearían entre dos puntos concretos o zonas de la red del mercado. En estas circunstancias, se produce lo que se denomina “congestión”, debiendo establecerse inevitablemente un mecanismo para repartir la capacidad disponible entre las transacciones que se desean realizar en la interconexión que se encuentra congestionada.

En la actualidad, el Reglamento 714/2009, de 13 de julio de 2009, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad, y por el que se deroga el Reglamento 1228/2003, por un lado, y la Decisión de la CE 2006/770, que modifica el anexo del Reglamento (CE) n° 1228/2003 relativo a las condiciones de acceso a la red para los intercambios transfronterizos de electricidad, por otro, constituyen los instrumentos jurídicos principales en los que se apoyan los operadores del transporte de energía eléctrica y los reguladores de energía comunitarios para gestionar la asignación de capacidad en el ámbito de las interconexiones de energía eléctrica.

Con este objetivo, el ERGEG, en colaboración con la CE, lanzó las ya mencionadas Iniciativas sobre Mercados Regionales de Electricidad y Gas, el 27 de febrero de 2007 y el 6 de abril de 2006, respectivamente. El objetivo principal de estas iniciativas era impulsar la creación de mercados energéticos regionales [en concreto (a) siete mercados regionales de electricidad y (b) tres mercados regionales de gas⁷²⁸], en colaboración con los Estados miembros, la CE y la industria, como paso preliminar a la creación de un verdadero Mercado Interior de la Energía.

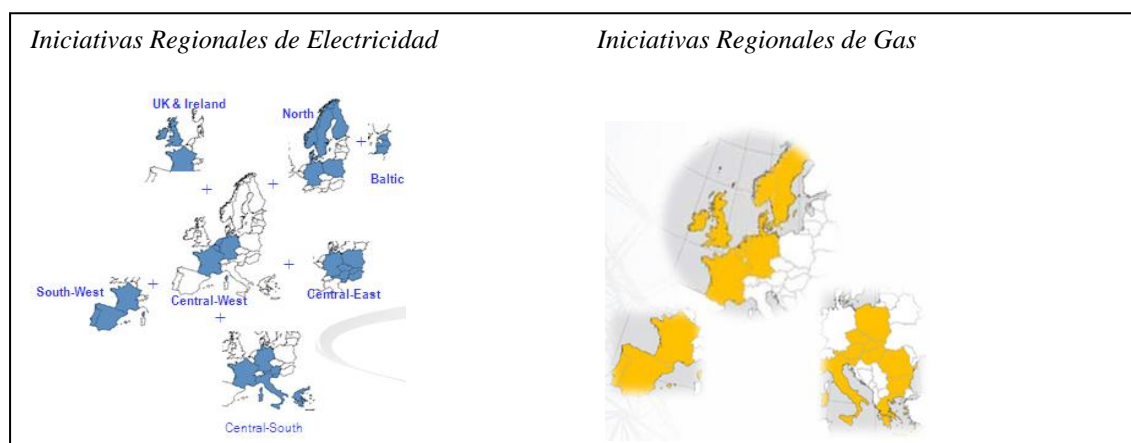


Figura 59. Diseño de las Iniciativas Regionales de Electricidad y Gas.

Fuente: CNE (2011).

⁷²⁸ También se creó una octava región llamada “Sudeste de Europa” que incluye a países miembros de la UE como Bulgaria, Grecia, Hungría, Rumanía y Eslovenia, así como a los Estados que forman parte de la denominada “Comunidad de la Energía”. Sin embargo, esta octava región funciona en el marco del *Proceso de Atenas* dentro de la “Comunidad de la Energía”, y no bajo la estructura de las Iniciativas Regionales de ERGEG. En cualquier caso, la CE encargó a los reguladores europeos de la energía que velaran por la coordinación entre ambos ámbitos de actuación.

En diciembre de 2010, la CE publicó para consulta pública su Comunicación sobre el “*Papel de las Iniciativas Regionales en el Futuro*”. En esta Comunicación, la CE analizaba las tareas y prioridades de las Iniciativas Regionales en el nuevo marco institucional de la UE, tras la entrada en vigor del *Tercer Paquete*. En la misma, la CE afirmaba que las Iniciativas Regionales seguirán teniendo un papel relevante en la implantación de la nueva legislación comunitaria en materia de Mercado Interior, ya que ofrecen la plataforma adecuada para la implementación de la nueva regulación comunitaria sobre asuntos transfronterizos que se desarrollará a través de las conocidas como Directrices Marco (“*Framework Guidelines*”) y Códigos de Red (“*Network Codes*”). En cuanto al diseño de las regiones, la citada Comunicación proponía una posible redefinición geográfica de las regiones, en particular para las tres regiones de gas. Por último, en el ámbito de la gobernanza, la CE proponía una mayor involucración de los Estados miembros, a través de la creación de un Comité Director Regional (CDR), integrado por ACER, la CE, los Estados miembros y los reguladores de la región, responsable de promocionar e impulsar la cooperación a nivel regional y desempeñar una dirección de alto nivel en el programa de trabajo regional que hubiese desarrollado el propio comité en coordinación con el programa de ACER, y favorecer los avances en la aplicación de los códigos de red.

Para ampliar la información sobre las diferentes regiones propuestas en las Iniciativas Regionales, los Estados miembros que las integran y los organismos reguladores que lideran el proceso en cada región, véase: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_INITIATIVES.

Desde su creación en 2006, las Iniciativas Regionales de Electricidad han centrado su actividad en la aplicación de aquellas partes del acervo comunitario que obligaban a una cooperación transfronteriza (particularmente, la congestión transfronteriza, la asignación de las capacidades transfronterizas y la transparencia). Y si es cierto que se han logrado importantes avances en estas cuestiones, también lo es que el trabajo de las Iniciativas Regionales no ha conseguido todavía que los Estados miembros cumplan plenamente los requisitos del ya derogado Reglamento (CE) n° 1228/2003. Esta circunstancia obligó a la CE a incoar, en junio de 2010, un procedimiento de infracción para que veinte Estados miembros comenzaran a aplicar, sin más dilación, las normas del mercado único⁷²⁹.

Así pues, la primera prioridad de las Iniciativas Regionales se ha centrado en acelerar la correcta aplicación del *Segundo Paquete de Energía*⁷³⁰ y, en particular, las cuestiones que exigen una coordinación transfronteriza⁷³¹.

En este sentido, debe tenerse en cuenta que para que el gas y la electricidad puedan circular sin obstáculos por el territorio comunitario, es preciso armonizar las normas y requerimientos técnicos en los distintos Estados miembros. Esto es necesario tanto para promover la competencia en los mercados como para reforzar la seguridad de suministro en los mismos. Para lograr estos objetivos, los gestores de las redes de transporte deben garantizar una capacidad de transporte suficiente, que permita satisfacer la demanda e integrar los mercados nacionales sin poner en peligro la calidad del abastecimiento. Y, para garantizar esta capacidad de transporte, son necesarias inversiones en las infraestructuras de transporte a nivel paneuropeo, con una planificación conjunta del desarrollo del sistema

⁷²⁹ A este respecto, véase el comunicado de prensa con ref. IP/10/836, de 24 de junio de 2010.

⁷³⁰ Este Segundo Paquete de Energía se compone de las Directivas 2003/54/CE y 2003/55/CE y de los Reglamentos (CE) n° 1228/2003 y (CE) n° 1775/2005.

⁷³¹ Para obtener más información sobre la amplia problemática que suscita esta cuestión, así como los distintos métodos existentes para gestionar las congestiones en las infraestructuras transfronterizas de electricidad, véase: A. de Hauteclocque, K. Talus, “*Capacity to compete: Recent trends in Access regimes in electricity and natural gas networks*”, EUI Working Paper 2011/09, Robert Schuman Centre for Advanced Studies, Loyola de Palacio Programme on Energy Policy, Florence, February 2011, p. 7-12; ERGEG, “*Monitoring report 2010 on capacity allocation mechanisms and congestion management procedures at selected interconnection points*”, 2 February 2011 (ref. E10-GMM-11-05); ERGEG, “*Electricity Regulation (EC) 1228/2003: Compliance Monitoring. Third Report, 2010*”, 7 December 2010, (ref. E10-ENM-04-15); ERGEG, “*ERGEG study on congestion management procedures and antihoarding mechanisms in the European LNG terminals*”, 15 November 2010, p. 27 (ref. E10-LNG-11-03); G. Squicciarini, G. Cervigni, D. Perekhodtsev, C. Poletti, “*The integration of the European electricity markets at a turning point: from the regional model to the third legislative package*”, EUI Working Paper 2010/56, Robert Schuman Centre for Advanced Studies, Florence School of Regulation, July 2010, pp. 10-14.

y la asignación de los costes y riesgos que entrañan las crecientes interconexiones transfronterizas.

Junto con la realización de inversiones, otra medida esencial para aumentar la capacidad de transporte es promover el intercambio de información entre los distintos gestores de las redes de manera más regular y coordinada, con técnicas de explotación como el re-despacho de la carga⁷³², y con la mejora de las prácticas de gestión de la congestión⁷³³, por ejemplo, con el acoplamiento coordinado de los mercados diarios (*day-ahead market coupling*), así como la asignación intradiaria⁷³⁴. Todas estas medidas exigen un nivel muy alto de cooperación y un marco regulador claro.



Figura 60. Diseño del Mercado Interior de la Electricidad.

Fuente: CE y elaboración propia.

⁷³² El “redespacho” es la variación sobre la energía casada en el mercado diario, como consecuencia de la ejecución de los sucesivos mercados intradiarios o servicios complementarios. El redespacho es necesario para atender los ajustes que en la oferta y demanda de energía se puedan producir con posterioridad a haberse fijado el mercado diario.

⁷³³ Como se exponía anteriormente, se entiende por “congestión” a la situación en la que la interconexión que enlaza las dos redes de transporte nacionales no puede acoger todos los flujos físicos resultantes del comercio internacional solicitados por los sujetos del mercado a través de contratos bilaterales, o como resultados del proceso de Separación de Mercados, debido a una insuficiente capacidad de los elementos de interconexión y/o de las propias redes de transporte nacionales en cuestión.

⁷³⁴ El mercado intradiario tiene por objeto atender los ajustes que en la oferta y demanda de energía se puedan producir con posterioridad a haberse fijado el mercado diario.

En el mismo sentido, para promover el intercambio transfronterizo de energía es necesario la armonización detallada y coherente de las normas técnicas de operación de cada subsistema, lo que requiere un intercambio de información detallado entre los operadores de los sistema respecto a sus planes de inversión, de la planificación de la red a largo plazo y de las pautas de funcionamiento a corto plazo.

La gestión de congestiones de las interconexiones transfronterizas: el caso español

Las dos prioridades comunes de las regiones de electricidad creadas en el seno de la UE han sido el impulso de una mayor transparencia en las regiones y la implantación de métodos coordinados y más eficientes para la asignación de capacidad⁷³⁵ y gestión de congestiones en las interconexiones. Adicionalmente, para las regiones más aisladas, alcanzar una mayor capacidad de interconexión física ha sido también un ámbito prioritario de trabajo.

En términos generales, la gestión de restricciones en las interconexiones es uno de los últimos elementos a los que se aplican “principios de mercado” en el proceso de apertura y liberalización de un sistema eléctrico ya que, hasta que el sistema eléctrico nacional no funciona como un mercado libre, no se tiene en cuenta la capacidad comercial de las interconexiones, como una entrada más a la participación de nuevos entrantes. Es por ello, que la aplicación de mecanismos de mercado a la gestión de las interconexiones requiere un determinado grado de madurez en los desarrollos regulatorios a ambos lados de la interconexión.

En cuanto a los mecanismos regulatorios más frecuentes que se suelen utilizar para la gestión de congestiones en un contexto de mercado se encuentran⁷³⁶:

⁷³⁵ Nos referimos a la capacidad técnica máxima de importación y de exportación del sistema eléctrico de un Estado miembros con el correspondiente sistema de un país vecino, compatible con el cumplimiento de los criterios de seguridad establecidos para cada sistema.

⁷³⁶ Para obtener un análisis más amplio sobre los distintos instrumentos regulatorios aplicables a la gestión de congestiones, consúltese el estudio comisionado por la CE y elaborado por CONSENTEC de junio de 2004 con el título “*Analysis of cross-border congestion management methods for the EU internal electricity market*”, disponible en: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/studies/doc/electricity/2004_06_congestion_management_methods.pdf

- *Primero que llega, primero que se sirve (“first come, first served”)*: la capacidad se asigna por orden de llegada, esto es, según se reciben las solicitudes hasta que toda la capacidad está asignada.
- *Prorrata*: la capacidad disponible se asigna a los solicitantes en proporción a la cantidad solicitada, o en función de cualquier otro criterio objetivo.
- *Métodos de asignación de capacidad limitada basados en mecanismos de mercado a corto y largo plazo*. Cuando se ha optado por resolver el mercado de energía eléctrica ignorando la red (por transparencia, sencillez, o porque la red condiciona relativamente poco el mercado), es necesario aplicar un método explícito para asignar la capacidad limitada de la red y determinar quién y a quién se le paga por el uso de ese recurso limitado. Así, para cada una de las restricciones se abre un proceso (normalmente convocada por el Operador del Sistema) para subastar la capacidad disponible de la red. Los distintos agentes ofertan un precio para utilizar una cierta capacidad de la línea que restringe el sistema. La capacidad de la línea se otorgará a los agentes que estén dispuestos a pagar más por la utilización de la línea y el precio que se ha de pagar será el marginal de ese mercado, es decir, la oferta más barata de las que hayan sido aceptadas. La subasta consigue, por lo tanto, asignar de forma transparente y equitativa (todo el mundo puede subastar y ofertar el precio que considere oportuno) la capacidad limitada de red, así como fijar el precio de ese recurso. Para poder aplicar esta metodología es necesario determinar, para cada agente, el uso que está realizando de la capacidad subastada. A este respecto, se distinguen los siguientes tipos de subastas:
 - ✓ *Subastas explícitas*: La asignación de capacidad mediante subastas explícitas es independiente del mercado *spot*, es decir, el Operador del Sistema estima la capacidad de transporte disponible en un punto y oferta dicha capacidad en subasta. Cuando los demandantes conocen la capacidad disponible realizan sus ofertas, en función de la cantidad de capacidad y el precio que están dispuestos a pagar por ella. Posteriormente, estas ofertas se ordenan de manera descendiente y se les va asignando por orden la capacidad hasta que la misma se agota. Generalmente, el precio resultante de la subasta es el de la oferta más baja aceptada. El día anterior a hacer uso de esa capacidad, se adquieren las

obligaciones por dicho uso; en caso de que el agente no vaya a utilizar la capacidad comprometida, paga por los gastos en los que se incurre por gestionar el desvío correspondiente. Estas subastas se pueden hacer para diferentes períodos de tiempo (año, mes, semana, hora). Su gran ventaja reside en que se trata de un mecanismo de mercado no discriminatorio y, por tanto, proporciona una señal económica a los agentes (pues sólo se produce el pago cuando existe congestión), la liquidación se realiza al precio marginal⁷³⁷, proporciona predictibilidad al operador del sistema al producirse la nominación con antelación, incentiva el uso de contratos bilaterales⁷³⁸ y puede ser combinada con otros mecanismos a corto plazo (como las subastas implícitas) para poder realizar una asignación más eficiente de la capacidad. Por el contrario, su principal desventaja reside en la dificultad de su aplicación cuando la interconexión pertenece a una red mallada; en este caso, no se pueden identificar con claridad las dos zonas eléctricas que une y, además, la energía puede fluir en sentido antieconómico⁷³⁹, de manera que no se optimice el uso de la interconexión, pudiendo por tanto quedar capacidad ociosa.

- ✓ *Subastas implícitas*⁷⁴⁰: se trata de un mecanismo de mercado en el que la capacidad se asigna conjuntamente con la energía a partir de las ofertas presentadas a un mercado organizado (*pool*). Por tanto, la capacidad se asigna implícitamente en el mercado diario o *spot*. En el *pool* se aceptan las ofertas de menor a mayor precio en una interconexión, hasta que se asigna toda la capacidad. Esta casación se realiza sin tener en cuenta las posibles congestiones y, en caso de no existir restricciones en la capacidad de interconexión, se producirá el despacho sin restricciones con un precio único

⁷³⁷ A través del proceso de liquidación del mercado de producción de energía eléctrica, se determina el precio al que se realizan las correspondientes transacciones de compra/venta de electricidad. El operador del mercado, como responsable de la gestión económica del sistema, es quien lleva a cabo dicha liquidación. En el mercado diario existe un único precio para cada hora que es el precio marginal diario de dicho mercado.

⁷³⁸ Los productores, los autoproductores, los agentes externos, los distribuidores, los comercializadores, los consumidores o los representantes de cualquiera de ellos, en su calidad de sujetos del mercado de producción, pueden formalizar este tipo de contratos bilaterales con entrega física de suministro de energía eléctrica.

⁷³⁹ Con esta expresión nos referimos a aquellas operaciones que carecen de interés económico para los agentes del mercado. Este sería el caso de una transacción de importación de energía procedente de un país B en el que el precio de la energía es más elevado en un momento concreto que en el propio país. En este caso, hablamos de que la energía fluye en la interconexión de país B -> país A en un sentido antieconómico.

⁷⁴⁰ Este es el método de gestión de congestiones más utilizado en la UE y se aplica en regiones como la región nórdica, el MIBEL, Italia y el *trilateral coupling* (TLC) entre Francia, Bélgica y Holanda.

para toda la región. Si existe congestión, se generan precios diferentes a ambos lados de la interconexión. La gran ventaja de las subastas implícitas es que optimiza la interconexión al no dejar capacidad ociosa, permite que aflore la renta de la congestión al completo, facilita la integración de los mercados al aproximar los precios marginales a ambos lados de la interconexión, mitiga los problemas de posición dominante, la energía fluye en sentido económico (proporcionando así señales económicas claras) y presenta total transparencia, ya que se basa en la aplicación de las reglas de funcionamiento del mercado⁷⁴¹. Sin embargo, su principal desventaja radica en el hecho de que puede entorpecer los contratos bilaterales y requiere la coordinación entre las reglas de funcionamiento de los dos sistemas a ambos lados de la interconexión⁷⁴².

Dentro de la tipología de las subastas implícitas, se distingue entre los sistemas de separación de mercados (*market splitting*) y de acoplamiento de mercados (*market coupling*).

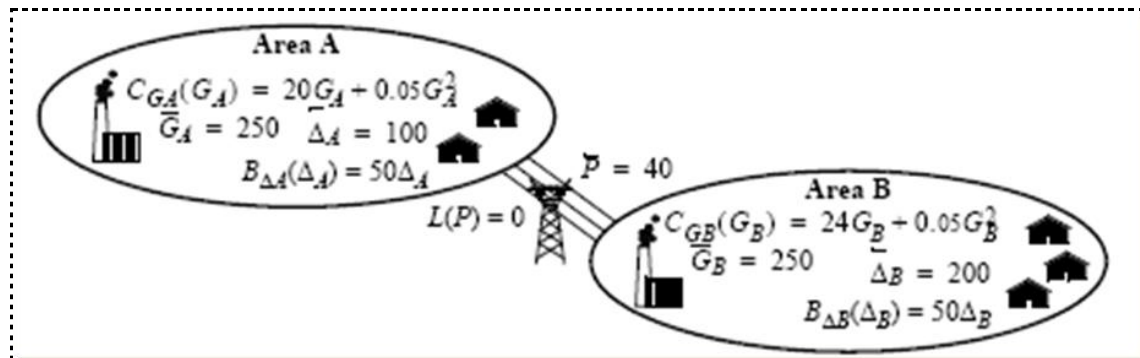
Se entiende por *market splitting*, aquellos supuestos en los que la casación de ofertas y demandas para todo el mercado regional la realiza un mismo operador de mercado, de forma que cuando se producen congestiones entre partes del mercado regional, las separa utilizando subastas implícitas, dando lugar a distintos precios en las zonas así definidas. Se habla, por el contrario, de *market coupling*, cuando en un mismo mercado regional existen diversos operadores de mercado en distintos sistemas, que realizan una subasta implícita coordinada, intercambiándose ofertas hasta el valor de sus interconexiones. En este proceso puede resultar que no se sature la interconexión entre dos mercados, de forma que ambos finalizan con el mismo precio, mientras que si

⁷⁴¹ La transparencia reduce la posibilidad de que exista abuso de posición dominante, mitigando el riesgo percibido por los agentes y redundando en una mayor eficiencia. La transparencia es fundamental para desarrollar los mercados (en tanto que posibilita un mayor entendimiento de los fundamentos que guían oferta y demanda, fomenta la liquidez y el desarrollo de producto más complejos, reduce el poder de mercado de los incumbentes) así como para aumentar la eficiencia (ya que asegura una operación del sistema basada en principios de mercado, fomenta la confianza en el proceso de formación de precios y proporciona señales correctas para la inversión). A este respecto, véase: C. Jones, *EU Energy Law*, Vol. I The Internal Energy Market. The Third Liberalisation Package, Third Edition, Claeys & Casteels, Leuven, Belgium, 2010, p. 354-357.

⁷⁴² Para más información, véase: C. Jones, *EU Energy Law*, Vol. I The Internal Energy Market. The Third Liberalisation Package, Third Edition, Claeys & Casteels, Leuven, Belgium, 2010, p. 340-346.

se satura mantendrán precios diferentes. Por tanto, la única diferencia esencial entre estos dos sistemas sería la existencia de uno o más operadores de mercado en el proceso de casación de ofertas.

Ejemplo de “*market splitting*”:



- G_A, G_B (Δ_A, Δ_B) representan el volumen deseado de generación (demanda) en MWh/h de los productores (consumidores) de los subsistemas A y B, respectivamente.
- C_{GA}, C_{GB} ($B_{\Delta A}, B_{\Delta B}$) representan el coste marginal (beneficio marginal) de generar (consumir) cada MWh/h, expresado en unidades monetarias por MWh/h.
- $L(P)=0$ significa que se han despreciado las pérdidas en el corredor.

1. En ausencia de restricciones, y dado que el suministro proporciona una utilidad o beneficio marginal equivalente en las dos áreas, el generador A (más competitivo) tendría que suministrar ambos mercados hasta agotar su capacidad de producción, suministrando todo el consumo en A y 150 MW/h de los 200 MW/h demandados en B.
2. Se produce la congestión: por disparo de una línea, el corredor de conexión no soporta los 150 MWh/h y ve reducida su capacidad de transporte a 40 MWh/h. El OS separa el mercado en dos zonas y resuelve cada uno de los mercados resultantes de forma independiente, obteniéndose sendas programaciones de generación y consumo y sus correspondientes precios de casación.
3. El OS toma nuevamente en consideración la interconexión entre ambas áreas hasta el límite de su capacidad actual, esto es, lo que resulta de un flujo igual a dicha capacidad de la zona de precio bajo a la de precio alto. La diferencia de precio se reduce, sin llegar a igualarse.

4. El resultado final son dos áreas con precios distintos, uno por encima del teórico precio del sistema no congestionado (zona con superávit) y otro por debajo (zona en déficit).

Por otro lado, dentro del mecanismo de acoplamiento de mercados (*“market coupling”*), se puede distinguir en *“volume coupling”* y *“price coupling”*. Por su parte, el mecanismo de acoplamiento por volúmenes permite la coexistencia de algoritmos de casación diferentes en cada mercado mediante un cálculo simplificado de los volúmenes de energía intercambiados en la interconexión. Se trata de un mecanismo más sencillo de implantar pero que, sin embargo, puede incurrir en ineficiencias en el cálculo de los precios de cada mercado y, por tanto, llevar a un uso no óptimo de la interconexión. Por otro lado, el mecanismo de acoplamiento por precio permite la casación conjunta de todas las ofertas de energía y precio de los países participantes.

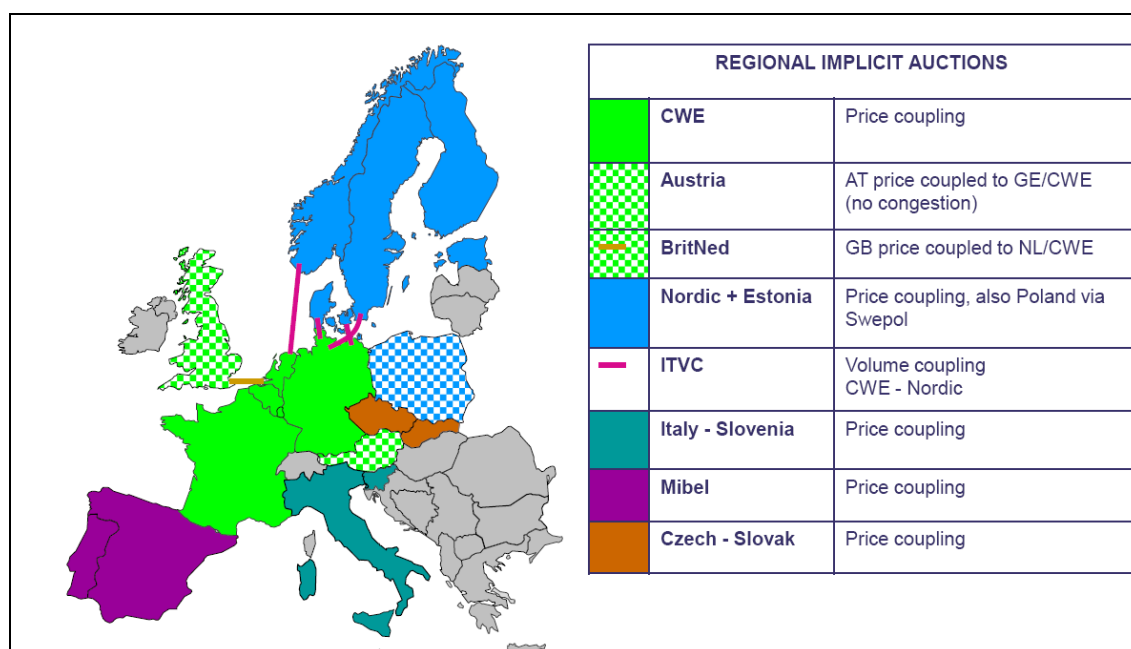
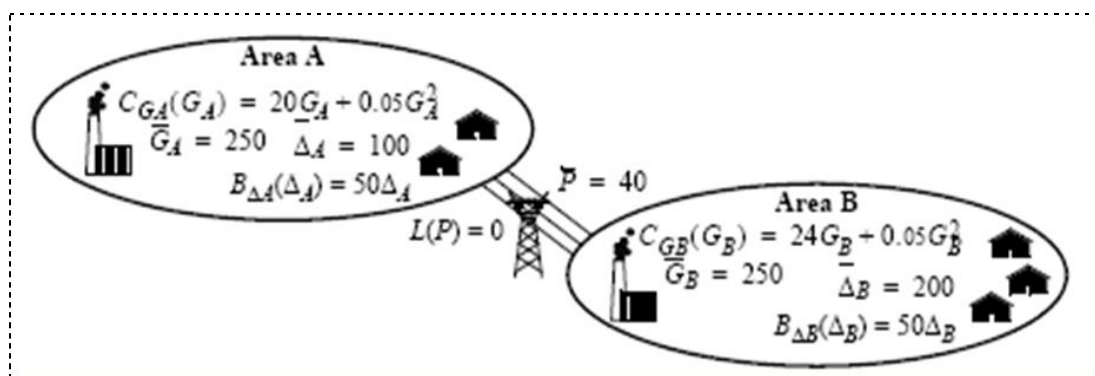


Figura 61. Implantación del mecanismo de subastas implícitas en Europa a nivel regional.

Fuente: DG ENER, CE (2011)

- *Redespacho*: cuando existe congestión se modifican los despachos de las unidades de producción en ambos sistemas para resolver la congestión. Por tanto, más que hablar de un mecanismo de gestión de congestiones, se trata de un mecanismo de corrección cuando en tiempo real surgen circunstancias que modifican la capacidad de interconexión. Normalmente, el gestor de la red de transporte tiene asignada esta capacidad de realizar los redespachos, sujeto a normas de operación. Es un método que resuelve la restricción *ex-post*, y sólo los generadores implicados en el redespacho ven afectados sus resultados económicos (el resto de agentes no perciben señal económica alguna). Una forma particular de redespacho es el conocido como “*counter-trading*”⁷⁴³, en el que los operadores de red implicados realizan transacciones adicionales de energía entre sus sistemas (esto es, retiran generación del mercado excedentario y adquieren energía en el deficitario), de manera que compensan los efectos de la congestión. Este mecanismo no asigna la capacidad entre potenciales usuarios, sino que produce de manera artificial un aumento de la capacidad disponible para realizar transacciones, a cambio de que los sistemas incurran en costes para modificar la programación de las unidades de cada sistema.

Ejemplo de “*counter-trading*”:



- G_A, G_B (Δ_A, Δ_B) representan el volumen deseado de generación (demanda) en MWh/h de los productores (consumidores) de los subsistemas A y B, respectivamente.
- C_{GA}, C_{GB} ($B_{\Delta A}, B_{\Delta B}$) representan el coste marginal (beneficio marginal) de generar (consumir) cada MWh/h, expresado en unidades monetarias por MWh/h.
- $L(P)=0$ significa que se han despreciado las pérdidas en el corredor.

⁷⁴³ Sobre este método de gestión de congestiones, véase: E. Hautakangas, “*Congestion management from the EU Law Perspective*”, OGEL, June 2011, p. 5-8.

1. El resultado de las transacciones realizadas en el “*day-ahead market*” arroja un precio para el conjunto del sistema A-B de 37 unidades monetarias/MWh, con un flujo de 70 MWh/h entre áreas en el sentido de A hacia B, pero la capacidad del corredor de transporte es de sólo 40 MWh/h.
2. El Operador del Sistema (OS) ejerce un procedimiento de regulación para bajar 30 MWh/h en el área A, junto con una regulación simétrica para subir en el área B.
3. El OS selecciona entre los agentes del subsistema A al agente que esté dispuesto a pagar el precio más alto por adquirir la regulación al alza; en este caso, el generador.
4. Recíprocamente, el OS identifica en el subsistema B al agente que exige un menor precio a la hora de vender regulación a la baja; en el ejemplo se trata también del generador.
5. De esta manera, las demandas en A y B se satisfacen en su totalidad y la capacidad disponible en la interconexión se aprovecha al máximo.
6. Como resultado de la operación, se produce un alza del precio de la energía en la zona B y un abaratamiento de la misma en la zona A.

En un contexto de mercado regional, tan sólo los métodos que asignan la capacidad de forma económica pueden aportar los resultados deseados⁷⁴⁴, esto es, las subastas explícitas e implícitas, al tratarse de los únicos mecanismos de mercado en los que aparece un precio o coste de congestión que han de pagar los usuarios por utilizar la capacidad.

⁷⁴⁴ El objetivo de la subasta de la capacidad no es obtener una renta para el sistema o el operador de red sino, simplemente, asignar la capacidad dejando los mercados en equilibrio, para lo que es inevitable que aparezca dicho pago. Cuando entre dos sistemas se produce una congestión dentro de un mercado regional, el precio en los dos sistemas será diferente, al no alcanzarse un equilibrio conjunto de toda la oferta y toda la demanda, sino dos equilibrios entre la oferta y la demanda de cada sistema, añadiendo la capacidad de interconexión como demanda adicional del sistema exportador y como oferta del sistema importador. El precio de la congestión debe ser, precisamente, la diferencia entre los precios de los dos mercados, de manera que en el mercado importador resulte indiferente importar o comprar en el propio mercado y lo mismo en el sistema exportador, respecto de la exportación o la venta dentro del propio mercado.

Mecanismos de mercado (asignación a agentes dispuestos a pagar más por la capacidad)	Mecanismos no basados en el mercado (asignación mediante procedimiento adm.)
Subastas explícitas Subastas implícitas: <ul style="list-style-type: none"> ➤ Market splitting ➤ Market coupling: <ul style="list-style-type: none"> ✓ Volume coupling ✓ Price coupling 	Prorrata First come, first served Según tipo de contrato: prioridad ctos. largo plazo
Redespacho/counter-trading	

*Figura 62. Cuadro resumen de mecanismos de gestión de congestiones.
Fuente: Elaboración propia.*

En la actualidad, en la UE el mecanismo predominante de resolución de congestiones por razones históricas son las subastas explícitas. Sin embargo, la tendencia futura que se advierte a nivel regional pan-europeo es la progresiva armonización hacia un modelo de referencia del mercado de electricidad para 2015, basado en un sistema de subastas implícitas conforme a un modelo de acoplamiento de mercado denominado “*Single Price Coupling*”⁷⁴⁵, según se muestra en los siguientes gráficos.

⁷⁴⁵ Este modelo también es conocido como “*Extended Improved Flow Based Capacity Allocation*”. A este respecto vease: “*PCG Proposal for Target Model and Roadmap for Capacity Allocation and Congestion Management*”, PCG Report to the XVII Florence Forum 10-11 December 2009, Rome.

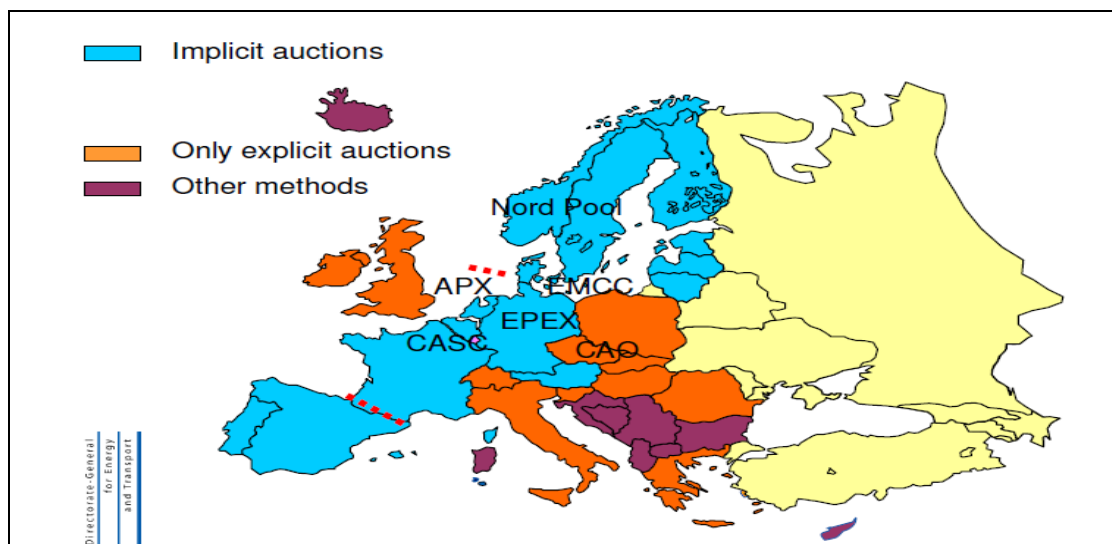


Figura 63. Gestión de congestiones en los mercados regionales europeos.
Fuente: CE y EUROPEX-ESTO (2010)⁷⁴⁶.

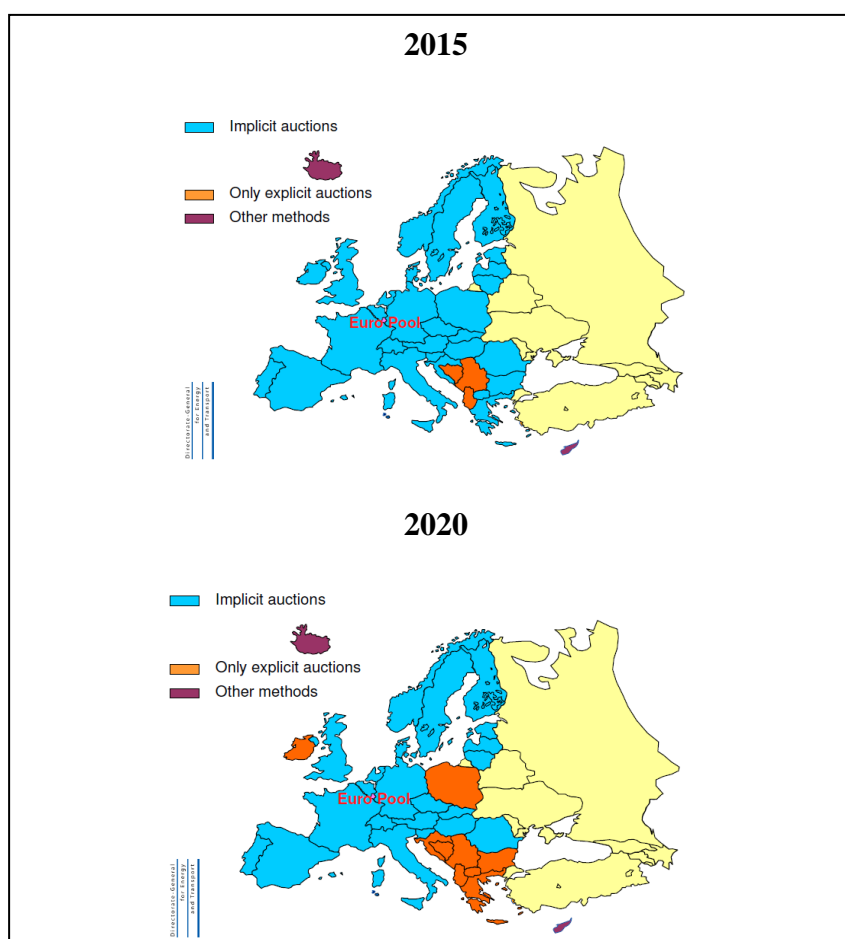


Figura 64. Gestión de congestiones en los mercados regionales europeos en 2015 y 2020.
Fuente: CE (2010).

⁷⁴⁶ Final Report on Development and Implementation of a Coordinated Model for Regional and Inter-Regional Congestion Management, EUROPEX-ETSO, January 2009, p. 28.

En España, que forma parte de la región Sudoccidental de la Iniciativa Regional de Electricidad, se han definido procedimientos coordinados para la gestión de la congestión y para la asignación de capacidad. Esta región de Europa sudoccidental, compuesta por Portugal, Francia y España se caracteriza por contar con una disposición eléctrica en antena. Esto es, Francia y Portugal están únicamente conectados a España, no existiendo ninguna conexión Portugal-Francia, ni ninguna manera de transportar electricidad desde Portugal a Francia que no sea a través de España. Este hecho físico es de gran relevancia, al establecer que, desde el punto de vista eléctrico, ambas interconexiones son independientes y no existe ningún flujo de bucle en la región, a diferencia de otras regiones del centro de Europa.

Los Gestores de las Redes de Transporte (GRT) de España, Portugal y Francia (REE, REN y RTE, respectivamente), llevan desde 2004 trabajando de manera conjunta para reducir la gestión de las interconexiones España-Portugal⁷⁴⁷ y España-Francia⁷⁴⁸.

Actualmente, se encuentra en funcionamiento un método coordinado de gestión para las interconexiones de la región que permite a un agente del mercado de cualquiera de los tres países realizar transacciones con agentes de otros países. Estos trabajos de coordinación se han llevado a cabo especialmente en el marco de la Iniciativa Regional de Electricidad sudoccidental, gestionada por los tres organismos reguladores (CNE, CRE y ERSE).

⁷⁴⁷ En la actualidad, la capacidad de la interconexión entre España y Portugal ronda los 1.200 MW, y está soportada por las líneas de 220 kV Aldeadávila-Bemposta, Aldeadávila-Pocinho y Saucelle-Pocinho, así como por las de 400 kV Cedillo-Falagueira, Cartelle-Lindoso (doble circuito) y Alqueva-Balboa. En los próximos dos años se prevé un aumento en torno a 600 MW gracias al refuerzo del eje del río Tajo y a la puesta en servicio de la línea a 400 kV Aldeadávila-Duero internacional (cuya explotación podría iniciarse a 220 kV). Por último, en el horizonte 2014 se prevé la consolidación de la capacidad de intercambio en el ámbito de los 3.000 MW en ambos sentidos gracias a un notable refuerzo de las interconexiones en el Norte (Pazos-Vila do Conde) y en el Sur (Guillena-Sotavento). Estas nuevas líneas requerirán además del refuerzo de otras infraestructuras adyacentes para garantizar la robustez del sistema.

⁷⁴⁸ La capacidad de la interconexión entre Francia y España se basa en sólo cuatro líneas (dos de 220 kV y dos de 400 kV): Arkale-Argia, Hernani-Argia, Biescas-Pragnères, Baixas-Vic, lo que permite una capacidad de interconexión de sólo 1400 MW. Con la entrada en funcionamiento del nuevo proyecto de interconexión, auspiciado en 2008 por el coordinador europeo Mario Monti y construido por INELFE (una *joint venture* entre el operador del sistema francés RTE y el español REE), que unirá Figueres y Perpiñán por el paso de Le Perthus, y cuya entrada en servicio está prevista para 2014, se prevé que la capacidad de interconexión entre ambos países se vea incrementada hasta 2.800 MW. Este proyecto ha sido considerado como uno de los proyectos prioritarios del paquete de infraestructuras presentado por la CE en noviembre de 2010, por lo que se le ha asignado una partida de 225 millones de Euros de ayuda a la inversión. Ambos operadores del sistema también solicitaron en 2010 una ayuda adicional al BEI por un importe de 350 millones de Euros. En cualquier caso, y a pesar de la puesta en servicio de la nueva interconexión entre España y Francia prevista para 2014, ésta debe de ser únicamente el primero de una serie de proyectos dirigidos a alcanzar en 2020 como mínimo 4.000 MW de capacidad de intercambio en la interconexión entre España y Francia.

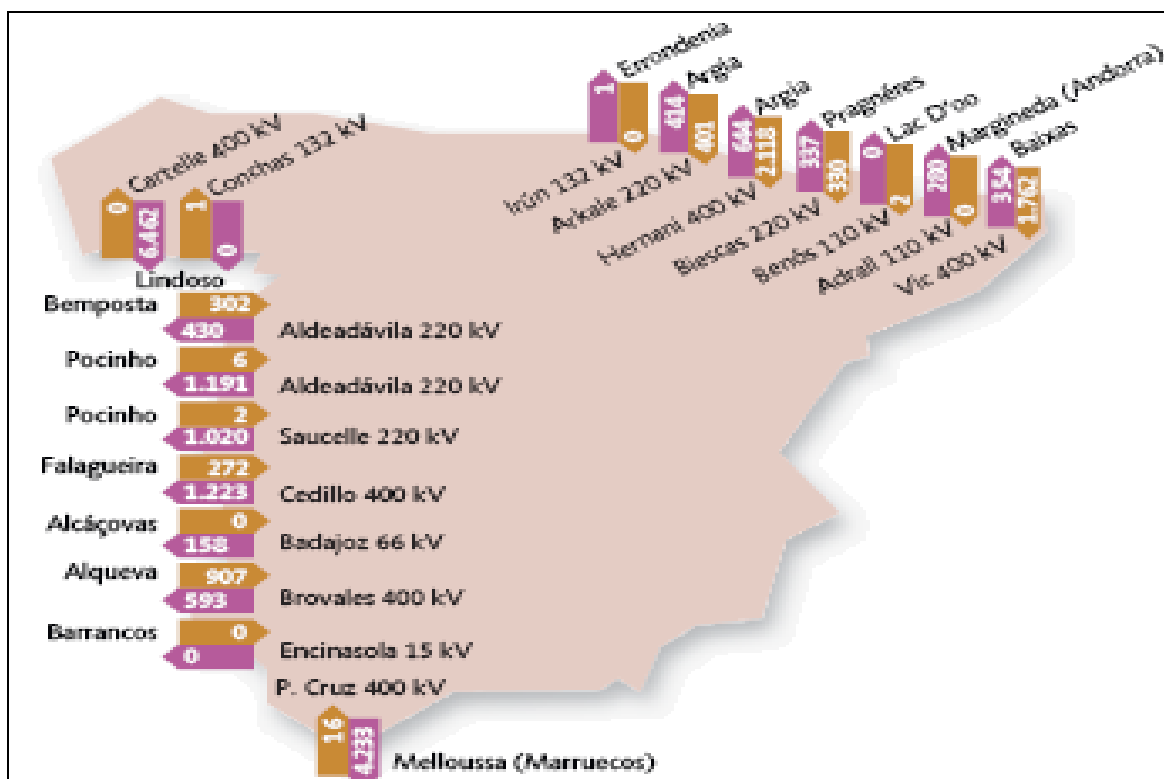


Figura 65. Capacidad neta de interconexión transfronteriza de energía eléctrica Francia-España-Portugal.
Fuente: REE (2009).

Por tanto, se puede afirmar que la gestión de las interconexiones en la región Sudoccidental se encuentra en un proceso de desarrollo avanzado ya que, además de los mecanismos de gestión a plazo y en el horizonte diario que se exponen a continuación, las interconexiones entre Portugal y España, y España y Francia, tienen ya funcionando un sistema de la gestión de la interconexión en el horizonte intradiario.

Portugal y España fusionaron sus mercados mayoristas de electricidad en un mercado único (MIBEL) tras la firma del Convenio Internacional celebrado entre el Reino de España y la República Portuguesa en Santiago de Compostela el 1 de enero de 2004⁷⁴⁹,

⁷⁴⁹ Este Convenio fue modificado posteriormente por otro firmado el 9 de noviembre de 2007, por el que se asumen los siguientes acuerdos de armonización regulatoria entre España y Portugal: constitución de un Operador del Mercado Ibérico (OMI) único; intercambio accionarial entre los operadores del sistema (REE y REN) con el objeto de aprovechar sinergias empresariales; refuerzo de la articulación entre OMI y los operadores del sistema; implantación de un mecanismo coordinado de gestión de la interconexión basado en *market splitting* y subastas explícitas; armonización de los mecanismos de garantía de potencia; y aceleración en el refuerzo de las interconexiones.

y en el que se acordaba la constitución de un *Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica*⁷⁵⁰. Este proceso de integración regional se encuentra liderado por ambos Gobiernos y, en particular, por el Consejo de Reguladores de MIBEL, integrado por la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV), la Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM), el regulador energético español (CNE) y el portugués (ERSE). El Consejo de Reguladores de MIBEL es responsable del seguimiento de la aplicación y desarrollo del MIBEL, la emisión de informes preceptivos previos a la imposición de sanciones por infracciones muy graves, la elaboración de propuestas de reglamentación del funcionamiento del MIBEL, y del ejercicio de las potestades de supervisión del MIBEL que le son atribuidas⁷⁵¹.

⁷⁵⁰ La entrada en funcionamiento del MIBEL no tuvo lugar hasta julio de 2006. Sobre el proceso de creación del MIBEL y sus principales características, véase: J. de Quinto, L. Villafruela, “*El mercado ibérico de electricidad en el contexto de los intercambios regionales en la UE*”, Revista de Economía Industrial nº 364, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, p. 139-151; y en la página oficial del MIBEL: <http://www.mibelcr.com>.

⁷⁵¹ Las tareas atribuidas al Consejo de Reguladores se encuentran especificadas en el art. 11 del Convenio de Santiago de Compostela de 1 de enero de 2004. En el periodo 2010-2011, los trabajos del Consejo de Reguladores del MIBEL se han centrado en los siguientes aspectos:

- *Elaboración de un mecanismo conjunto de gestión a plazo de la interconexión España-Portugal (propuesta de implementación)*: Este documento constituye una propuesta del Consejo de Reguladores a los Gobiernos de España y Portugal, con el objetivo de encontrar una solución armonizada para implementar una metodología conjunta mejor adaptada al contexto actual de la gestión a plazo de la interconexión España-Portugal, según se desprende de la regulación sectorial de la energía y atendiendo a los objetivos del plan de trabajo 2010-2012 de la Región Sudoeste del mercado eléctrico en el ámbito de ERGEG, integrada por España, Francia y Portugal, entre los que se recoge la necesidad de avanzar hacia un modelo de asignación de derechos a largo plazo.
- *Continuación con los trabajos de la creación del sitio web del MIBEL y puesta en funcionamiento*, destinado a dotar de mayor transparencia y difusión a todas las actividades desarrolladas por dicho Consejo de Reguladores y para promover el MIBEL.
- *Propuesta de armonización de la metodología de cálculo de las tarifas de acceso*: Esta propuesta se enmarca en los trabajos de armonización regulatoria entre España y Portugal para el sector energético, y busca la creación de mecanismos de articulación y armonización de las tarifas de acceso a nivel Mercado Ibérico, de forma que se garantice un coste de acceso armonizado en ambos países.
- *Seguimiento del intercambio de servicios del sistema entre los Operadores del Sistema ibéricos y de la integración de los dos polos del Operador del Mercado*: En abril de 2010, los Operadores del Sistema de España y de Portugal (REE y REN) presentaron conjuntamente la situación de los trabajos previstos en la hoja de ruta relativos a la armonización e integración de los servicios del sistema a nivel ibérico, haciendo balance de las perspectivas y apuntando la posibilidad de una armonización e integración de los servicios del sistema no sólo de España y Portugal sino también con el sistema eléctrico francés dentro de la Iniciativa Regional del Sudoeste de Europa. En este contexto, se solicitó a REN y REE el envío de una nueva hoja de ruta actualizada con los nuevos desarrollos. En cuanto a la integración de los dos polos del Operador del Mercado para crear un sólo Operador del Mercado Ibérico (OMI), los gobiernos de España y Portugal, de conformidad con lo dispuesto en el Convenio de Santiago, han decidido estructurar el patrimonio de OMI en base a dos holdings de accionistas: OMI polo español y OMI polo portugués, con sede en España y Portugal, respectivamente, y participaciones cruzadas de un 10%. Ambas empresas tendrán el 50% de cada una de las empresas que gestionan los mercados (mercado spot y de futuros). A su vez, dichas

Este mercado único funciona bajo los principios del mecanismo de separación de mercados (*Market Splitting*⁷⁵²) en caso de congestión entre las dos zonas. En este contexto, desde julio de 2007 existe entre Portugal y España una asignación implícita, a través del mecanismo de *market splitting* de capacidad en los horizontes diario e intradiario⁷⁵³.

empresas gestoras de los mercados tendrán una proporción del 50% en OMIClear (Sociedad de Compensación de Mercados de Energía, S.A).

- *Seguimiento de la evolución de los Mercados de Contado y a Plazo:* En cuanto al Mercado de Contado, el Artículo 14 del Convenio del MIBEL establece que el reconocimiento por uno cualquiera de los dos Estados acreditará automáticamente a un agente (agente ibérico) para poder actuar en el otro, previendo asimismo la armonización de los procedimientos administrativos de autorización y registro sobre la base de la reciprocidad. Por su parte, el mercado a plazo del MIBEL, con funcionamiento en Portugal, inició su actividad el 3 de julio de 2006, asumiendo, actualmente, el estatus de mercado regulado. La gestión del mercado es de responsabilidad de OMIP (Operador del Mercado Ibérico de Energía -Polo Portugués), SGMR, S.A., y OMIClear (Sociedad de Compensación de Mercados de Energía) desempeña las funciones de cámara de compensación, contraparte central y entidad gestora del sistema de liquidación.

⁷⁵² El mecanismo de “*separación de mercados*” es un mecanismo de gestión de la capacidad de intercambio entre dos o más sistemas eléctricos que se desarrolla de forma simultánea con el mercado ibérico de producción, y que utiliza con criterios de eficiencia económica la capacidad vacante entre los sistemas eléctricos. En caso de congestión entre los sistemas, el mercado separa en zonas de precio diferente. En caso contrario, existe un precio único para el mercado en su totalidad. En este sentido, el proceso de determinación del precio agrega inicialmente las ofertas de compra y de venta en el mercado para determinar el precio de equilibrio de la oferta y la demanda. De este modo, se pueden dar dos situaciones en el proceso de casación de las ofertas:

a) Si en la casación de las ofertas (de compra y de venta) resulta un tránsito en la interconexión que es inferior o igual a la capacidad comercial disponible en el mismo sentido, el precio de equilibrio es único para el sistema ibérico, ya que se tiene viabilidad económica (conferida por la casación de la oferta y la demanda) y técnica (conferida por la existencia de capacidad en las redes para concretar el despacho económico). En esta circunstancia existe integración de mercado.

b) Si en la casación de las ofertas (de compra y de venta) resulta un tránsito en la interconexión que es superior a la capacidad comercial disponible en el mismo sentido, la solución inicial de mercado no es ejecutable, por lo que las dos áreas de mercado son tratadas por separado con curvas agregadas de oferta y demanda específicas para cada área. En la curva de demanda para el sistema exportador se coloca una cantidad correspondiente a la capacidad comercial en la interconexión en el sentido exportador y en la curva de oferta para el sistema importador se coloca una cantidad equivalente. De la casación de las curvas de oferta y demanda agregadas de cada uno de los dos sistemas resultan los precios para cada una de las áreas de mercado. Esta situación se corresponde con el régimen de *market splitting*.

En la situación específica de separación de mercados, se debe tener en cuenta que la oferta del mercado exportador que asegura el tránsito máximo en la interconexión se remunera al precio de equilibrio del mercado exportador, mientras que la demanda correspondiente paga el precio de equilibrio del mercado importador, generándose un diferencial de precios que, multiplicado por el tránsito en la interconexión, corresponde a las rentas de congestión.

Fuente: Informe del Consejo de Reguladores del MIBEL, “*Mecanismo conjunto de gestión a plazo de la interconexión España-Portugal. Propuesta de implementación*”, de mayo de 2010 (disponible en: http://www.cne.es/cne/doc/interes/MIBEL_MCGPIE-P.pdf); Informe de la CNE, “*Propuesta de mecanismo de gestión conjunta de la interconexión España-Portugal*”, de 14 de marzo de 2006, disponible en: http://www.cne.es/cne/doc/mercados/Gest_Interconexion_ESP.pdf).

⁷⁵³ Conforme a la Orden ITC 843/2007, de 28 de marzo, se establece el mecanismo de gestión de la interconexión España-Portugal. Este mecanismo está compuesto por dos procesos complementarios, uno de ellos basado en la asignación de derechos físicos de capacidad mediante subastas explícitas en diferentes horizontes temporales de medio y largo plazo, y otro a corto plazo basado en un mecanismo de “separación

En el ámbito de MIBEL, actualmente se está trabajando en el diseño, desarrollo e implantación de un sistema de servicios transfronterizos de balance⁷⁵⁴, basado en el intercambio bilateral de energías de balance a través de los operadores de los respectivos sistemas eléctricos, así como en la modificación de la programación de la operación, con el paso de la hora de cierre del mercado diario MIBEL a las 12h00 (CET⁷⁵⁵). Este cambio es necesario para el acoplamiento del mercado diario MIBEL con los mercados diarios de las regiones del centro y norte de Europa.

También existe un mercado a plazo (OMIP) que permite la negociación de los productos de entrega de energía en diferentes horizontes temporales (semanal, mensual, trimestral y anual) en las dos zonas de precios del mercado, esto es España y Portugal⁷⁵⁶. Además, desde julio de 2009 existe entre Portugal y España un mecanismo de asignación de capacidad a largo plazo a través de productos financieros, lo que proporciona a los agentes determinados productos para que puedan asegurar un precio a sus clientes al otro lado de la interconexión⁷⁵⁷.

En el ámbito de la interconexión Francia-España, desde junio de 2006 existe un mecanismo de asignación explícita de capacidad en los horizontes anual, mensual, diario e intradiario. Además, se ha establecido un nuevo esquema de compensación aplicable tanto en caso de reducción de la capacidad como en el de cancelación de la subasta diaria, basado en la diferencia de precios de los mercados diarios, así como un mecanismo de reventa automática de capacidad en las subastas diarias. En un futuro, está prevista una revisión de los límites de precio (*caps*) que limitan la compensación a recibir basándose en la diferencia de precios entre ambos mercados.

de mercados”, gestionado por el Operador del Mercado Ibérico de Energía. Asimismo, se adopta el mecanismo de gestión de la interconexión España Francia y se mantiene el sistema actual para la gestión de la interconexión entre España y Marruecos, que pasa a tratarse de forma específica.

⁷⁵⁴ Se entiende por acción coordinada de balance (también denominado counter trading) al programa de intercambio de energía entre dos sistemas eléctricos establecido en tiempo real, de forma coordinada entre los operadores de ambos sistemas, y que se superpone a los programas de intercambio firmes para, respetando éstos, resolver una situación de congestión identificada en tiempo real en la interconexión.

⁷⁵⁵ Central European Time.

⁷⁵⁶ Para más información véase: <http://www.omip.pt>

⁷⁵⁷ Este mecanismo fue establecido por la Orden ITC/1549/2009, de 10 de junio.

Por tanto, la situación de cada una de las dos interconexiones en el largo plazo dentro de la Región Sudoeste de la Iniciativa Regional de Electricidad es muy diferente.

Por un lado, en la interconexión Portugal-España (IPE) existe un producto no coordinado de largo plazo de tipo financiero (“*contrato forward*” de cobertura para exportación de energía eléctrica de España a Portugal) implantado por el Gobierno español y subastado por el Operador del Mercado Eléctrico español OMEL. Mientras que en la interconexión Francia-España (IFE), se asignan derechos físicos de largo plazo (*physical transmission rights* – PTRs) mediante subasta llevada a cabo por los gestores de la red de transporte español y francés (REE y RTE) conjuntamente⁷⁵⁸.

Para solucionar esta situación, el Plan de Trabajo de la región Suroccidental para 2010-2012⁷⁵⁹ prevé la creación de una plataforma de subastas de derechos de capacidad

⁷⁵⁸ El 1 de junio de 2009 entró en vigor la nueva versión de las Reglas IFE (Interconexión Francia - España) sobre los Derechos Físicos de Capacidad anuales, mensuales, diarios e intradiarios. Su principal avance reside en la implantación de un nuevo esquema de compensación aplicable tanto en caso de reducción de la capacidad como en el de cancelación de la subasta diaria, basado en la diferencia de precios de los mercados diarios. También se introdujo en esa misma fecha un mecanismo de reventa automática de capacidad en las subastas diarias. Por otro lado, está prevista una futura revisión de los límites de precio (*caps*) que limitan la compensación a recibir basándose en la diferencia de precios entre ambos mercados. Estos límites de precios se han aplicado en muy pocas ocasiones, pero su eliminación no debe representar un riesgo para los sistemas eléctricos que ofrecen la capacidad. Las principales mejoras que se contemplan en esta versión de las Reglas incluyen:

- Un nuevo plan de compensaciones en caso de que la capacidad se reduzca antes de la nominación, en función del diferencial de mercado y conforme a determinados límites máximos.
- Un nuevo plan de compensaciones en caso de que se cancele la subasta diaria, basado también en el diferencial de mercado y asociado a la reventa de capacidad a largo plazo.
- Mercado secundario: introducción de una reventa automática de las capacidades que no sean nominadas en la subasta diaria, aplicándose así el principio de “utilización o venta” (frente al principio que se aplicaba anteriormente, de “utilización o pérdida”).
- Una definición más precisa de los productos a largo plazo, a los que se suman los productos anuales y mensuales no continuos.
- A partir de ahora, la fiabilidad física de las capacidades diarias e intradiarias se concede en cuanto se comunican los resultados de las subastas, en lugar de esperar a las autorizaciones para programar.
- Una mayor transparencia, gracias a las nuevas publicaciones de datos sobre el cálculo y la asignación de capacidad en los distintos horizontes temporales, y las curvas de ofertas de cada subasta.
- Se han hecho aclaraciones sobre la responsabilidad de los gestores de las redes de transporte.
- Un aumento de la seguridad financiera de las garantías bancarias.

Para más información véase la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía el 29 de mayo de 2009, disponible en: <http://www.boe.es/boe/dias/2009/05/30/pdfs/BOE-A-2009-8960.pdf>

⁷⁵⁹ ERGEG, “*South-West Europe Electricity Regional Energy Market. Detailed Action Plan 2010-2012*”, Revised version, February 2011, p. 14 (Ref. E10-ERI-SW-IG-07-03), disponible en: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_INITIATIVES/ERI/South-West/Final%20docs/Action_Plan_2010-2012_revision_Feb_2011.pdf

transfronteriza de largo plazo, que ofrecería a los agentes que participen en los tres mercados de energía eléctrica (España-Francia-Portugal) un punto de contacto único para la adquisición de productos a largo plazo en las dos fronteras existentes en la región: IPE (interconexión Portugal-España) e IFE (interconexión Francia-España). Esta plataforma se podría articular según dos modelos: una plataforma de ámbito regional, aplicable a las dos fronteras de la región; o bien una plataforma interregional, mediante la adhesión a la plataforma CASC-EU⁷⁶⁰.

⁷⁶⁰ La Directriz Marco sobre Asignación de Capacidad y Gestión de Congestionamientos (*Framework Guideline of Capacity Allocation and Congestion Management -FWGL CACM-*) insiste en la necesidad de plataformas comunes a nivel regional armonizadas entre sí, bien mediante plataformas de subastas regionales, bien mediante la unión de plataformas de ámbito suprarregional, tal y como se contempla en uno de los objetivos recogidos en el Plan de Acción de la Región Sudoeste.

CASC-EU es una compañía participada por varias empresas centroeuropeas, AMPRION, CREOS, Elia, EnBW, RTE, TenneT GmbH and TenneT TSO, situada en Luxemburgo. Esta plataforma se creó en octubre de 2008 con el nombre de CASC-CWE, con objeto de establecer una plataforma de subastas única para la región de electricidad del Centro y Oeste de Europa con un conjunto de normas armonizadas. En noviembre de 2010, y tras el acuerdo de acoplamiento de los mercados centro-europeos de energía eléctrica con los países nórdicos mediante la creación de una única plataforma en la que participan todos los operadores de mercado de los países involucrados y que permite la casación de las ofertas de compra-venta de energía sin estar condicionada por la reserva de capacidad de transfronteriza, esta plataforma amplió su radio de acción a otros países como Países Bajos, Bélgica, Francia, Italia, Grecia, Eslovenia, Austria, Suiza, Alemania y Luxemburgo, convirtiéndose en CASC-EU. Para más información sobre la plataforma CASC-EU, véase:

<http://www.casc.eu/en>;

http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_INITIATIVES/ERI/South-West/Meetings/IG_meetings/7supthsup%20SW%20IG/DD/CASC%20Presentation%20IG%209%20dec%202010.pdf

Por otro lado, existe una segunda plataforma regional denominada CAO (“*Common Allocation Office*”), que comenzó su funcionamiento en 2011 para toda la región Central-Este bajo un conjunto de normas comunes de subasta en toda la región.

Por tanto, de crearse una nueva plataforma en el ámbito de MIBEL, se trataría de la tercera plataforma regional existente en Europa.

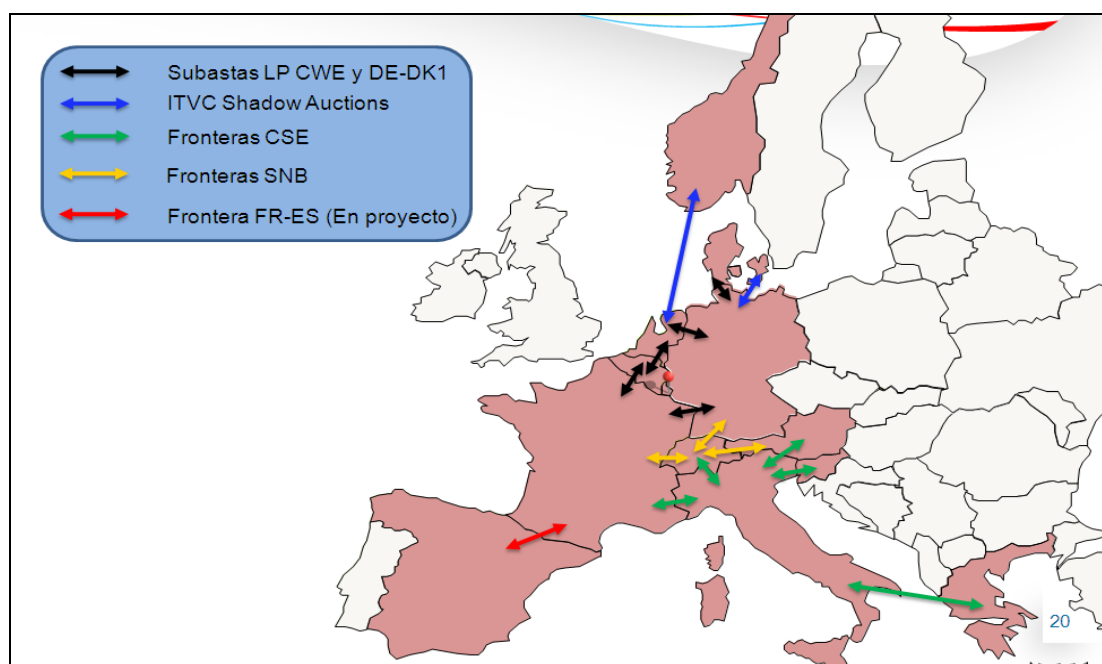


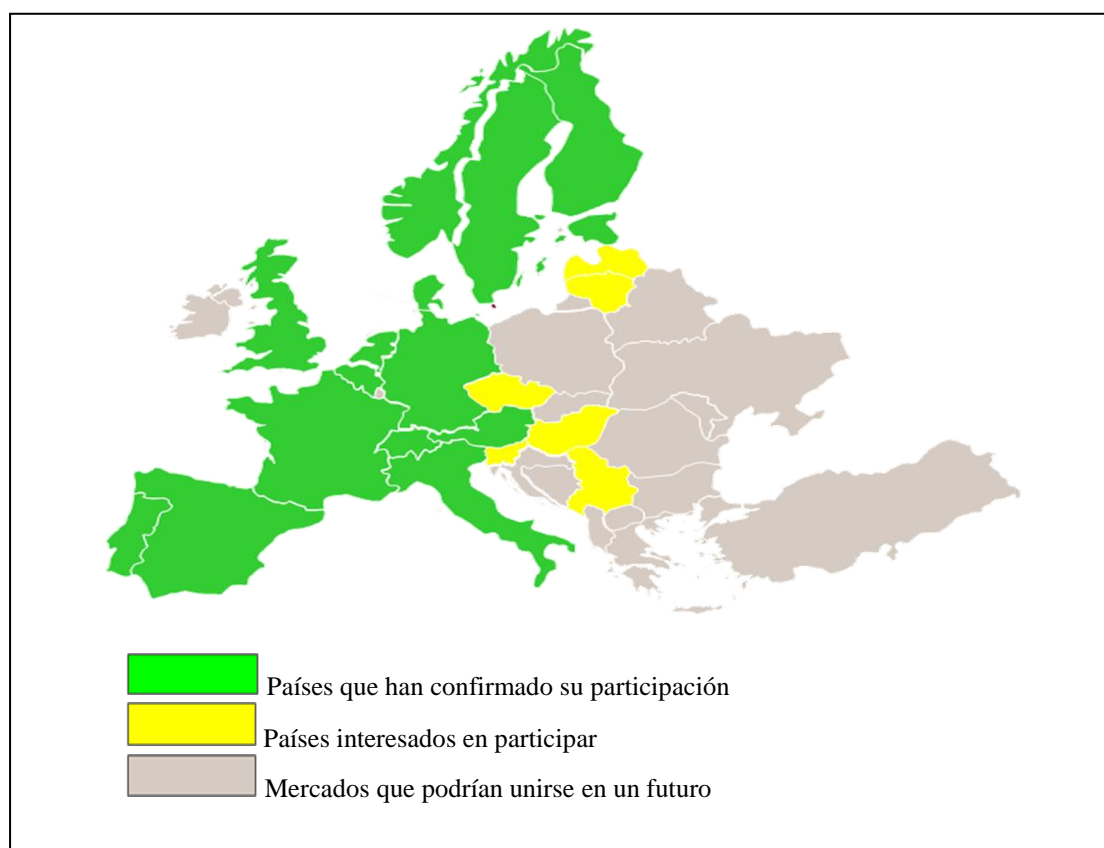
Figura 66. Mapa de implantación de la plataforma CASC-EU
Fuente: REE (2011).

Paralelamente, como se ha comentado anteriormente, y siguiendo las recomendaciones de los propios grupos de trabajo promovidos por la CE (*Project Coordination Group*⁷⁶¹ primero, y *Ad Hoc Advisory Group* después), Francia y España, a través de sus operadores de mercado, y con el apoyo de los reguladores nacionales, están promoviendo el proyecto *Price Coupling of Regions* (PCR⁷⁶²) para el establecimiento de

⁷⁶¹ En noviembre de 2008, se creó el *Project Coordination Group of experts* (PCG) con el fin de desarrollar un modelo práctico para armonizar la gestión de congestiones interregionales (y después, paneuropeas) así como proponer una hoja de ruta que establezca los métodos de gestión de congestiones a implantar en las diferentes fronteras de los Estados miembros de la UE, así como un calendario que permita implantar un modelo coordinado de Mercado Interior de la Energía para toda la UE en 2015. El trabajo del PCG toma como punto de partida el informe final de ETSO-Europex de febrero de 2009 sobre un modelo coordinado de gestión de congestiones. Este grupo de expertos estuvo liderado por la Presidenta del Grupo de Trabajo de Electricidad de ERGEG y estaba conformado por representantes de la Asociación de Gestores Europeos de la Red de Transporte de Electricidad (ENTSO-E), la Asociación de Operadores del Mercado Europeo de Energía (Europex), la Federación de Comercializadores Europeos de Electricidad (EFET) y la Asociación Europea del Sector Eléctrico (Eurelectric). Sus trabajos se encuentran disponibles en: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_WORKSHOP/Stakeholder%20Fora/Florence%20Fora/PCG.

⁷⁶² El mecanismo de acoplamiento regional de precios fue designado por los participantes del Foro de Florencia celebrado el 3-4 de junio de 2009 como el modelo de referencia a establecer para la formación del precio *spot* de la electricidad a nivel pan-europeo. Meses más tarde, los operadores del mercado de energía eléctrica de Portugal, España, Italia, Bélgica, Holanda, Gran Bretaña, Francia, Alemania, Austria, Suiza, Dinamarca, Noruega, Suecia, Finlandia y la región del Báltico anunciaron la creación de un proyecto de colaboración entre ellos, con el objetivo de conseguir un acoplamiento de precios de las regiones nórdicas, centro-occidentales y sur de Europa para 2011. A este respecto, véase la nota de prensa publicada por los operadores de mercado de los citados países con fecha de 18 de marzo de 2010, disponible en: http://www.omel.es/files/press_release_pcr_final_1.pdf.

un mecanismo de asignación implícita a través del *Market Coupling*, que abarque no sólo la Región Sudoeste sino que permita la integración del resto de países europeos⁷⁶³.



*Figura 67. Evolución de la iniciativa "Price Coupling of Regions".
Fuente: OMEL (2010).*

No obstante, así como España y Portugal se encuentran integrados únicamente en la región de Europa Sudoccidental, Francia se encuentra integrada en las regiones Sudoccidental, Noroccidental, Italia y la asociada al Reino Unido. De este modo, cualquier solución de integración del mercado MIBEL con Francia tiene que tener en cuenta esta realidad y, por tanto, debe procurar una solución global que no abarque sólo la situación de la región. Así, la coordinación entre el MIBEL y Francia debe entenderse como un proceso compatible con los desarrollos de integración que está teniendo en paralelo Francia con el

⁷⁶³ Entre otros trabajos, en 2010 la Región Sudoeste de Electricidad publicó su informe sobre la gestión y el uso de las interconexiones. Entre sus resultados, se destaca la necesidad de introducir subastas implícitas para la gestión de la capacidad de interconexión entre España y Francia en el mercado diario.

resto de países de su entorno, la región CWE principalmente (Francia-Alemania-Bélgica-Holanda-Luxemburgo).

Los retos de futuro que se plantea la Región Sudoeste de electricidad son:

- Un mayor desarrollo de las interconexiones, en particular entre España y Francia, que permita avanzar hacia la consecución del 10% de capacidad de transporte transfronterizo fijado por la UE.
- El acoplamiento con el mercado diario de la región NWE (*“market coupling”*) y la implantación del algoritmo del *“price coupling of regions”*, junto con la armonización de horarios, requerimientos y ofertas para la participación y algoritmos de casación de ofertas.
- La armonización de las plataformas de subasta de capacidad a largo plazo en la interconexión Francia-España, con la posibilidad de unirse para ello a una plataforma supra-regional, y la implantación de un mecanismo de largo plazo en la interconexión Portugal-España, coordinado con el definido para la región y en el ámbito europeo.
- La implantación del modelo de mercado intradiario continuo acordado a nivel europeo (*continuous trading*), complementado con sesiones cuando haya suficiente liquidez, y con cierre simultáneo del periodo de negociación en todos los sistemas eléctricos que lo apliquen.
- Introducción de los servicios transfronterizos de balance (*cross-border balancing services*), esto es, de la utilización de la capacidad de intercambio una vez realizados los ajustes en el mercado intradiario para servicios transfronterizos de balance, que se encuentra aún en proceso de desarrollo e implantación por sus respectivos reguladores nacionales (REN, RTE y REE).

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Desarrollos regionales						
Propuesta REE-REN-RTE-OMEL Cambio cierre MD mercado MIBEL a las 12:00h CET						
Identificación y preparación de los cambios regulatorios/IT necesarios						
Implantación de los cambios → Cierre MD MIBEL a las 12h00 CET en Junio 2012						
Objetivo acoplamiento mercados						
Implantación del algoritmo de "Price Coupling of Regions (PCR)" en MIBEL (Julio 2012)						
Acoplamiento otras regiones						
Proceso de acoplamiento de MIBEL con otras regiones desde Julio 2012 a Junio 2013						

Figura 68. Cronograma de los trabajos programados respecto al horizonte diario en el ámbito de la Región Sudoeste de la Iniciativa Regional de Electricidad.

Fuente: ENTSO-E – EUROPEX (Foro de Florencia, mayo 2011).

Por otro lado, la región Sur de gas está también conformada por España, Francia y Portugal y está liderada por el regulador energético español, esto es, la Comisión Nacional de Energía (CNE). El consumo anual de gas en esta región se sitúa en torno a los 88 bcm (1.000 TWh), representando un 18% del consumo europeo de gas de la UE, y se caracteriza por su gran dependencia externa: más del 99% del gas consumido es importado del exterior. Además, en esta región, el gas representa alrededor del 15% de la energía primaria consumida para Portugal y Francia, y del 22% para España.

Desde el año 2006, la región Sur de la Iniciativa Regional de Gas de ERGEG ha destacado, como una de sus prioridades, la consecución de una mayor capacidad de interconexión de la Península Ibérica con Europa a través de Francia, como paso previo e indispensable para la creación de un mercado regional de gas en competencia⁷⁶⁴.

⁷⁶⁴ España dispone de seis conexiones internacionales por gasoducto, dos con Francia por Larrau (Navarra) e Irún (San Sebastián), otra con Marruecos por Tarifa (Cádiz), y dos con Portugal por Badajoz y Tuy (Pontevedra), y una con Argelia (MEDGAZ) que entró en funcionamiento en marzo de 2011. Entre los ejes la CE considera prioritarios desarrollar, cabría destacar el llamado "priority North-South in Western Europe", en el que se encuentra precisamente la región Sur de la Iniciativa Regional de Gas, y cuyo coste marginal de desarrollo, por unidad transportada, es considerablemente inferior a los grandes proyectos que pretenden transportar gas desde el este de Europa. A este respecto, véase: Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: "Energy infrastructure priorities for 2020 and beyond - A Blueprint for an integrated European energy network", 17 November 2010, Brussels, COM (2010) 677/4.

Para ello se ha trabajado en temas como la mejora de la transparencia, la interoperabilidad o la armonización regulatoria, especialmente con Portugal. La creación de un Mercado Ibérico del Gas (*MIBGAS*) entre España y Portugal persigue, entre otros, incrementar la seguridad de suministro a través de la integración de los mercados, de la coordinación de ambos sistemas gasistas y el refuerzo de las interconexiones; aumentar el grado de competencia con un mayor tamaño del mercado y del número de participantes; armonizar y, en la medida de lo posible, simplificar el marco regulatorio de ambos países; e incentivar la eficiencia de las actividades reguladas y liberalizadas, así como la transparencia del mercado.

Con este propósito, los Ministros de Energía de España y Portugal firmaron, el 8 de marzo de 2007, el “*Plan para compatibilizar la regulación del sector energético entre España y Portugal*” y, unos meses más tarde, en enero de 2008, los reguladores de energía de ambos países lanzaron una consulta pública conjunta para recabar la opinión de los agentes del mercado sobre una propuesta de modelo de organización y funcionamiento del mismo.

Basándose en la experiencia adquirida en el proceso de creación del MIBEL, al diseñar la estructura institucional del Mercado Ibérico del Gas –MIBGAS– se acordó que, sin perjuicio de las funciones atribuidas a cada autoridad reguladora de la energía de ambos países (CNE y ERSE), se crearía un Comité de Coordinación del MIBGAS, integrado, entre otros, por los reguladores español y portugués, con el objeto de coordinar y supervisar los trabajos, al que podrían ser convocados, con voz pero sin voto, los operadores de los sistemas gasistas (REN y ENAGAS), así como los representantes de los sujetos que actúan en el Mercado Ibérico del Gas.

Los principios básicos sobre los que se sustenta el funcionamiento del MIBGAS son la separación de actividades reguladas (transporte y distribución) y liberalizadas (generación y comercialización); el principio de acceso de terceros a las infraestructuras gasistas (incluyendo transporte, distribución, plantas de regasificación y almacenamientos subterráneos de gas) sobre la base de los principios de no discriminación, transparencia y objetividad; el establecimiento de una metodología de retribución de las actividades reguladas que permita asegurar la recuperación de las inversiones realizadas por los titulares en el período de vida útil de las mismas y obtener una razonable rentabilidad de

los recursos financieros invertidos; la fijación de los peajes de acceso de manera compatible entre los dos sistemas eléctricos, permitiendo el correcto funcionamiento del mercado y la recuperación de los costes asociados a las actividades reguladas⁷⁶⁵.

Desde su creación, los grupos de trabajo creados por los Gobiernos español y portugués han centrado su actividad en la preparación de los trabajos necesarios para el establecimiento y el desarrollo del Mercado Ibérico del Gas Natural, mercado que, teniendo en cuenta el peso de la capacidad de recepción de GNL de la Península Ibérica en el contexto europeo y mundial, se perfila como un mercado de referencia a nivel internacional.

Una de las acciones específicas propuestas por ambas autoridades reguladoras fue la de elaborar un estudio con un análisis comparativo de las condiciones para obtener la licencia de comercialización en ambos países, y presentar una propuesta de armonización de la regulación en este ámbito. Como resultado de la consulta pública, tanto la CNE como la ERSE, presentaron en enero de 2010 una propuesta a los Ministerios correspondientes en España y Portugal para el reconocimiento mutuo de las licencias de comercialización de gas⁷⁶⁶.

En cualquier caso, y a diferencia de lo que ocurre en la frontera con Portugal, la capacidad de la interconexión de gas entre España y Francia es escasa y se ha identificado como uno de los obstáculos principales para crear un mercado del gas de la Región Sur. La existencia de una capacidad de interconexión accesible y suficiente entre Francia y España es un requisito previo para fomentar la competencia entre las empresas del sector del gas, aumentar la liquidez del mercado y facilitar la diversificación y seguridad del suministro.

Con objeto de resolver esta cuestión, en el ámbito de la región Sur de gas se pusieron en marcha en el período 2008-2010 un procedimiento de suscripción abierta (*Open Subscription Procedures - OSP*) y sendos procedimientos de “*Open Season*” (OS)

⁷⁶⁵ Para más información véase: Informe de la CNE, “*Modelo de organización y principios de funcionamiento del MIBGAS. Propuesta elaborada por la CNE y la ERSE*”, de 8 de enero de 2008, disponible en: http://www.cne.es/cne/doc/mibgas/Modelo_organizacion_MIBGAS.pdf

⁷⁶⁶ Documento de consulta pública sobre la propuesta de armonización y reconocimiento mutuo de las licencias de comercialización en el MIBGAS de diciembre de 2009, disponible en: http://www.cne.es/cne/contenido.jsp?id_nodo=421&&keyword=&auditoria=F

para 2013 y a partir de 2015 en la frontera entre ambos países, con el fin de poder asignar, de manera coordinada, las capacidades existentes o comprometidas (de próxima entrada en funcionamiento) en el gasoducto de Larrau⁷⁶⁷.

El “procedimiento de subscripción abierta” consistió en la asignación de las capacidades libres existentes entre los usuarios solicitantes y de la nueva capacidad en construcción entre Francia y España, estableciéndose un proceso para reservar capacidad de salida de un país y capacidad de entrada a la red adyacente en ambas direcciones y de forma coordinada. De esta forma, la capacidad ofrecida en los OSP se dividió para promover la competencia en el suministro y aumentar la liquidez de los mercados de Francia y España en un 80% de la capacidad garantizada ofrecida, reservada para peticiones plurianuales y pluriestacionales hasta 2013 para capacidad a largo plazo, y el 20% restante de la capacidad garantizada, reservada para las peticiones de un año o menos (como capacidad a corto plazo)⁷⁶⁸. Como consecuencia de este proceso de asignación de capacidad, el número de usuarios de la red en el punto de interconexión de Larrau pasó de cuatro a trece desde abril de 2009.

Por su parte, el “procedimiento de temporada abierta” también surgió de la necesidad de aumentar la capacidad de interconexión entre Francia y España, si bien su objetivo era evaluar las necesidades de las partes interesadas en cuanto a la capacidad de interconexión y, posteriormente, organizar un procedimiento de petición y asignación de esas capacidades.

⁷⁶⁷ A finales de 2008, el regulador energético español (CNE) y francés (CRE) lanzaron una consulta pública para recabar la opinión de los agentes del mercado sobre el futuro diseño del procedimiento de *Open Season* para el desarrollo de la capacidad de las interconexiones de gas entre Francia y España y en el interior de Francia. En un primer procedimiento de subscripción abierta (OSP), realizado en noviembre de 2008, se asignaron capacidades en el largo plazo en ambos sentidos (abril 2009 a marzo 2013) y en el corto plazo (abril 2009 a marzo 2010). Desde entonces, se asignan las capacidades disponibles anualmente. El criterio de asignación de la capacidad es mediante prorrateo. La demanda de capacidad a largo plazo registrada en el primer OSP fue seis veces superior a lo ofertado, lo cual puso de manifiesto el gran interés del mercado en adquirir capacidad para el transporte transfronterizo de gas. Por este motivo, la región decidió abrir un procedimiento de “*Open Season*” con el fin de evaluar el grado de interés y compromiso de los agentes en el desarrollo de nuevas capacidades de interconexión que entrarían en servicio en dos fases: 2013 y 2015, respectivamente. Fuente: CNE.

⁷⁶⁸ El 3 de octubre de 2008, los gestores de las redes de transporte de Francia y España, TIGF y Enagás, publicaron los procedimientos de comercialización de la capacidad actual y futura en el punto transfronterizo de Larrau. A finales de 2008 se ofrecieron productos de capacidad en ambas direcciones, España-Francia y viceversa. Los resultados del OSP mostraron que la demanda total excedía con creces la capacidad ofertada. Las capacidades ofertadas a largo plazo, de abril de 2009 a marzo de 2013, y a corto plazo, de abril de 2009 a marzo de 2010, se asignaron en su totalidad.

A finales de 2008, la CNE y CRE realizaron una consulta al mercado sobre el futuro diseño de este procedimiento para el desarrollo de la capacidad de las interconexiones de gas entre Francia y España y en el interior de Francia. Como conclusión, se estimó la necesidad de desarrollar nuevas capacidades en el eje occidental de la interconexión mediante inversiones nuevas en las interconexiones actuales (Larrau/Biriatou y en la interconexión TIGF-GRTgaz) disponibles a partir de 2013⁷⁶⁹, y crear un nuevo punto de interconexión en el eje oriental en Figueras/Le Perthus, que estará disponible a partir de 2015, formando un nuevo corredor (denominado *MidCat*⁷⁷⁰), destinado al transporte de gas de sur a norte y de norte a sur y su desarrollo hacia el norte, mediante el refuerzo del eje del Ródano francés, incorporando igualmente expansiones de capacidad en el interior de Francia⁷⁷¹.

Además, con el objeto de integrar los mercados, se consideró necesario no sólo ofertar capacidad de interconexión transfronteriza, sino ir más allá de la frontera y constituir ejes de transporte entre las cuatro zonas de balance existentes en la interconexión Francia-España, esto es, la única zona de balance existente en España (aunque operada por dos transportistas: ENAGAS y Naturgas) y las tres existentes en Francia (GRTgaz norte, GRTgaz sur y TIGF). De esta forma, se posibilitaba que un comercializador que operase en España pudiera llevar su gas al centro europeo y, en sentido inverso, que un comercializador que operase en la zona del transportista GRTgaz pudiera vender su gas en España. En definitiva, se buscaba que las conexiones fueran realmente bidireccionales y que, de esta forma, se favoreciera la extensión del mercado geográfico a nivel regional.

⁷⁶⁹ Estas inversiones no sólo están dirigidas a mejorar las interconexiones transfronterizas, sino también a ampliar la capacidad en el interior de Francia. A estos efectos, la fase vinculante de la “temporada abierta” de 2013 y la no vinculante de la de 2015, comenzó a finales de julio de 2009. La asignación de capacidad tuvo lugar en octubre de 2009 y los contratos se firmaron en noviembre del mismo año. El proceso concluyó satisfactoriamente, con la decisión del GRT francés de invertir en las infraestructuras asociadas a las capacidades de 2013. Como resultado, la capacidad en la interconexión de Larrau se verá incrementada hasta 5,5 bcm/año para marzo de 2013.

⁷⁷⁰ En cuanto al procedimiento de *Open Season* para 2015, y a diferencia de la *Open Season* para 2013, la demanda asociada a 2015 era sólo indicativa, esto es, no vinculante, y, en consecuencia, carecía de compromiso financiero alguno por parte de los comercializadores. Como resultado del proceso de *Open Season* para 2015, hubo requerimientos de capacidad suficiente para justificar económicamente, en base a la demanda de los agentes del sistema, el refuerzo de la conexión internacional por Irún-Biriatou, aumentando su capacidad en 2 bcm/año a partir de 2015. Sin embargo, no hubo suficiente demanda para el desarrollo de la interconexión por MidCat.

⁷⁷¹ Del lado de Francia, es necesario que los usuarios adquieran un compromiso financiero a largo plazo para que los gestores de las redes de transporte se decidan a invertir en infraestructuras. Los gestores de las redes de transporte y las autoridades reguladoras están definiendo en la actualidad un procedimiento detallado, en colaboración con las partes interesadas, para establecer un marco jurídico y económico para organizar el proceso de asignación.



Figura 69. Zonas de mercado de balance de gas en la Iniciativa Regional Sur.
Fuente: CNE (2010).

Además, con el objeto de que toda la capacidad futura no estuviera ya reservada como resultado del proceso, los reguladores acordaron ofertar en la “*open season*” el 80% de la capacidad futura, dejando el 20% restante a futuras contrataciones de corto plazo. Así, la recuperación de la inversión garantizada, como resultado del proceso, se limitaba a dicho 80% del coste total de la inversión, aunque todas las capacidades asignadas pudieran ser objeto de compra y venta en los mercados secundarios de capacidad.

Por otro lado, la capacidad de almacenamiento subterráneo en España es insuficiente y constituye un recurso escaso. Para resolver la congestión en el almacenamiento subterráneo, hay dos criterios que rigen la asignación de capacidad de almacenamiento: alrededor del 90% de la capacidad de almacenamiento subterráneo se asigna de forma proporcional (mediante prorrateo en función del volumen solicitado) a las ventas a clientes finales, y el resto se asigna mediante subasta (10%).

El 10 de abril de 2008, OMEL celebró la primera subasta de capacidad de almacenamiento subterráneo con arreglo al apartado dos del capítulo II de la Orden Ministerial ITC 3862/2007, de 28 de diciembre, para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2008 y el 31 de marzo de 2009. El proceso de subasta fue supervisado por la CNE.

Posteriormente, el 30 de marzo de 2009, OMEL celebró la segunda subasta de capacidad de almacenamiento subterráneo para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2009 y el 31 de marzo de 2010, y el 25 de marzo de 2010, se celebró la tercera subasta de capacidad de almacenamiento subterráneo para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2010 y el 31 de marzo de 2011.

En conclusión, como se viene mencionando a lo largo de este capítulo, la UE se ha marcado como objetivo conseguir un Mercado Interior de la Energía en 2014. Para ello, en abril de 2011, la CE solicitó formalmente a los reguladores líderes la elaboración de un detallado *“Plan de Trabajo 2011-2014”*, particularmente en relación a la implementación de los modelos de asignación de capacidad y gestión de congestiones.

En su Plan de Trabajo para los próximos años, la Iniciativa Regional Sur se enfrenta así a numerosos retos, entre otros la gestión de la capacidad disponible, así como a otros que se encuentran aún en un estado de discusión y consenso menos avanzado en la UE, como la financiación de las nuevas infraestructuras, en donde deben primar los criterios de eficiencia e interés por los agentes de mercado, pero donde también se deben valorar los criterios de seguridad de suministro, ya establecidos en el Reglamento europeo de seguridad de suministro. Por último, aunque no menos importante, la UE debe abordar la cuestión de los contratos de tránsito, firmados antes de la entrada en vigor de la segunda Directiva de Gas 2003/55, y que no parecen tener buen encaje con las reglas que establece el *Tercer Paquete* para lograr un verdadero mercado europeo de la energía⁷⁷².

⁷⁷² A este respecto, en la XX edición del Foro de Madrid, celebrado los días 26-27 de septiembre de 2011, ACER informó del procedimiento informativo que está llevando a cabo esta agencia para identificar estos contratos y analizar su compatibilidad con la nueva normativa energética comunitaria, pues algunos de estos contratos tienen un tratamiento especial en diversos aspectos tales como las reglas de balance, los mecanismos de asignación de capacidad, las tarifas cobradas y los mecanismos de resolución de congestiones aplicados. En este sentido, ACER abogó por eliminar las especificidades de acuerdo a la regulación vigente y requirió a los reguladores europeos de energía a participar activamente en este proceso de análisis y modificación. Para más información, véase el documento de Conclusiones del citado Foro de Madrid, disponible en:

http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/doc/forum_madrid_gas/meeting_020_conclusions.pdf

Fomento de las inversiones en infraestructuras

Actualmente, el desarrollo de las redes y, en particular, las correspondientes a interconexión transfronteriza, resulta insuficiente, sobre todo si tenemos en cuenta el cambio del papel que han tenido las interconexiones en los últimos años, que han pasado de tener como finalidad exclusiva la seguridad de suministro a tener un papel clave en la consecución del Mercado Interior de la Energía. Así, a la tradicional función de contribuir a la seguridad de los sistemas interconectados (permitiendo el apoyo entre sistemas), se han añadido otras propias de un Mercado Interior como son facilitar los intercambios comerciales en los sistemas interconectados de energía eléctrica para que aprovechen las diferencias de precios de la energía, promover la competencia en los mercados nacionales debido al aumento en el número de agentes pertenecientes a sistemas exteriores y lograr la expansión de las empresas en el mercado internacional.

Hasta hace poco, la UE no había adoptado una postura firme ante la necesidad de invertir en un nivel adecuado en nuevas infraestructuras con arreglo a un marco reglamentario común y estable a escala europea, y así apoyar la creación del Mercado Interior. Como reconocía la CE en su Comunicación sobre las Prioridades de las Infraestructuras Energéticas a partir de 2020⁷⁷³, de 17 de noviembre de 2010, *“es necesario invertir un billón de Euros en el sistema europeo de energía en el periodo 2011-2020 para poder alcanzar los objetivos de la política energética y las metas de la lucha contra el cambio climático, debiéndose destinar al menos la mitad de esta inversión a infraestructuras de redes de transporte y distribución de electricidad y gas natural, así como a almacenamientos y desarrollo de redes inteligentes”*.

Según estimaciones de la CE, se prevé que tan sólo el 50% de las inversiones necesarias en infraestructuras de red sean asumidas por el mercado, creándose un déficit de unos 100.000 millones de Euros debido, entre otras circunstancias, a la dificultad de acceso al crédito, los retrasos en los procedimientos de autorización de infraestructuras y la falta de instrumentos regulatorios de reducción del riesgo. Y si para la consecución del objetivo del Mercado Interior de la Energía es importante acometer estas inversiones, no es menos

⁷⁷³ Ref. COM (2010) 677 Final.

cierto que en un momento de crisis económica como el actual, la realización de estas inversiones constituiría un importante estímulo desde el lado de la demanda.

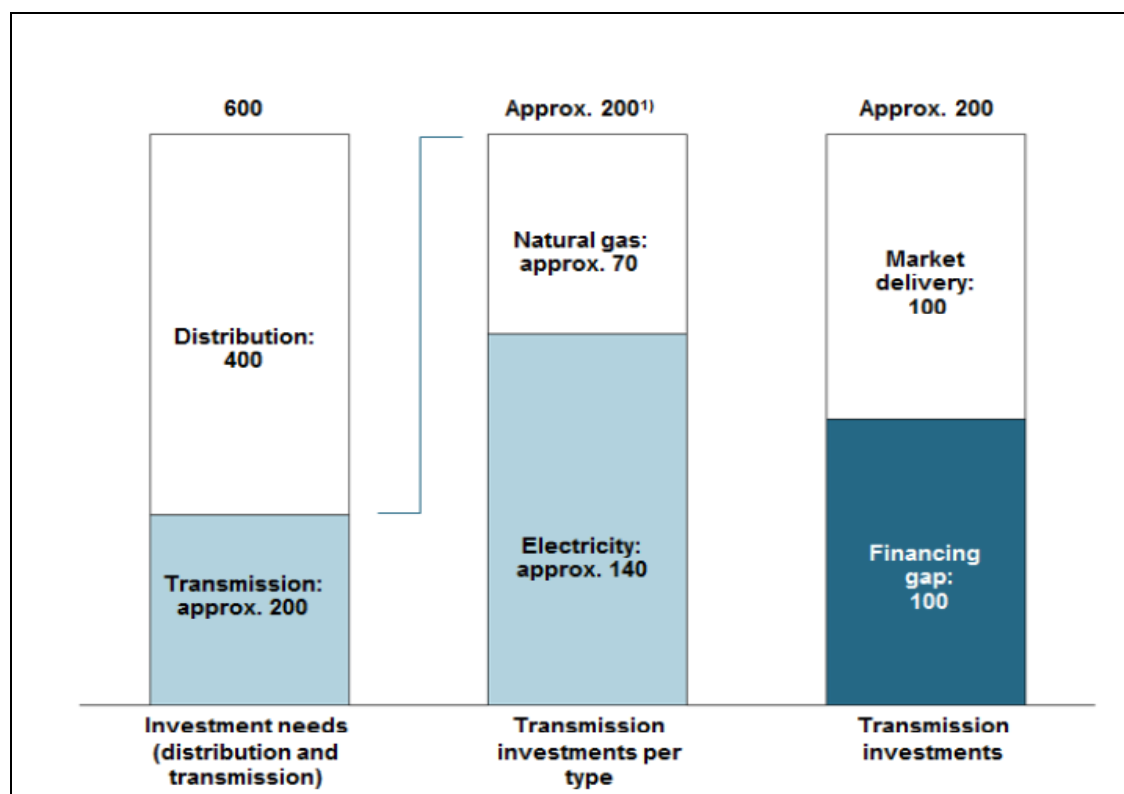


Figura 70. Gráfico de la previsión de inversiones en infraestructuras europeas en el periodo 2010-2020.
Fuente: CE (2010).

Desde hace unos años, la UE ha puesto en marcha distintas iniciativas para promover la inversión en el ámbito concreto de las interconexiones. Entre otras, las orientaciones para las redes transeuropeas de energía (orientaciones RTE-E), adoptadas en 2006, en las que se establecía una lista jerárquica de los proyectos que podían acogerse a financiación comunitaria y clasificándolos, de menor a mayor orden de prioridad, según su importancia para facilitar y acelerar la realización de los llamados “*proyectos de interés europeo*”. Para ello, se proponían medidas a nivel paneuropeo como la creación de un marco favorable para que los Estados miembros pudieran reducir en lo posible los retrasos en la construcción y puesta en marcha de estos proyectos, favorecer la coordinación entre estos Estados para acometer los trazados transfronterizos de las redes e, incluso, la

designación de un coordinador europeo, en los casos en los que un proyecto de interés europeo registre un retraso significativo o dificultades de aplicación.

Poco después, la CE aprobó su Plan Prioritario de Interconexión en enero de 2007, en el que se describía el estado de situación de los cuarenta y dos proyectos de interés europeo de electricidad y gas natural designados al efecto, y se proponían medidas para impulsar tales proyectos, como el fomento de la planificación coordinada a nivel regional, sin olvidar la necesidad de racionalizar los procedimientos de autorización. De esta forma, se pretendía ofrecer un marco normativo estable y fiable que facilitara la toma de decisiones por parte de los inversores privados.

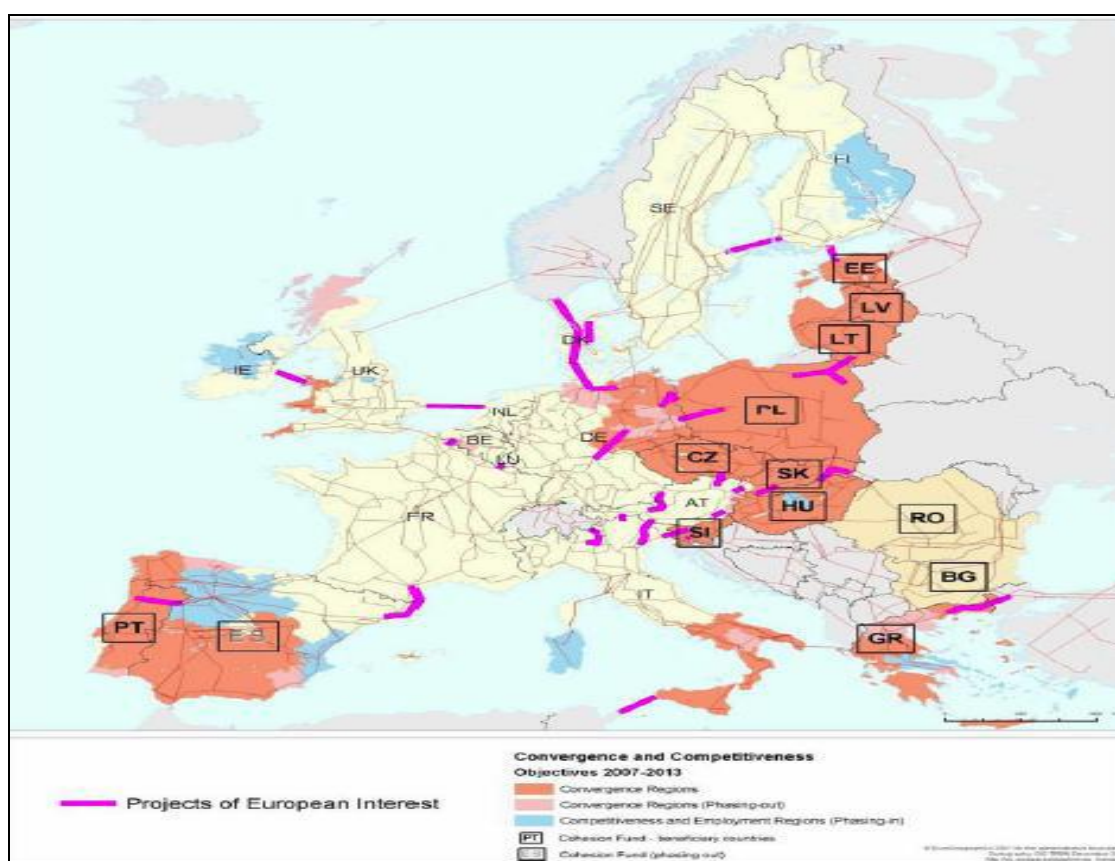


Figura 71. Mapa de Proyectos de Interés Europeo 2007-2013.

Fuente: CE (2007).

Por último, para poder realizar una previsión de la capacidad de interconexión de las redes de energía a nivel europeo, es fundamental coordinar la planificación de la

inversión y la comprobación de la demanda en el mercado. La CE propuso en su día algunas medidas para acelerar las inversiones en los puntos de estrangulamiento más críticos que normalmente se producen en las zonas transfronterizas⁷⁷⁴. Entre las mismas, se encontraba la designación de cuatro coordinadores europeos para impulsar los cuatro proyectos energéticos más importantes (esto es, el enlace eléctrico entre Alemania, Polonia y Lituania; las conexiones con las instalaciones marinas de energía eólica del Norte de Europa; la interconexión eléctrica entre Francia y España⁷⁷⁵; y la construcción del gasoducto *Nabucco*, que transportará el gas a Centroeuropa desde Asia central, la región del mar Caspio y Oriente Medio); la armonización de la planificación regional mediante una cooperación más estrecha entre los gestores de las redes de transporte encargados de supervisar y analizar los planes de desarrollo a nivel regional⁷⁷⁶; el establecimiento de un plazo de cinco años como máximo en el que se lleven a cabo la planificación y aprobación de proyectos calificados como “*de interés europeo*” con arreglo a las orientaciones previstas para las redes transeuropeas de energía⁷⁷⁷; la simplificación de los procedimientos de autorización y planificación, exhortando a los Estados miembros a establecer procedimientos nacionales que establezcan un plazo de cinco años para ultimar

⁷⁷⁴ A este respecto véase la Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo: “*Plan prioritario de interconexión*” de 10 de enero de 2007. Ref. COM (2006) 846.

⁷⁷⁵ El 12 de septiembre de 2007, la CE nombró a Mario Monti coordinador europeo responsable de la interconexión España – Francia. Su misión era facilitar y supervisar la puesta en marcha de este proyecto. Tras meses de trabajo, los gobiernos de España y Francia acordaron en 2008 la construcción de una nueva línea de transporte de interconexión que unirá Figueres y Perpiñán por el paso de Le Perthus de 1200 MW con entrada en servicio previsto en 2014, con el fin de superar la falta de capacidad de interconexión, principal obstáculo existente para la integración regional de ambos países.

⁷⁷⁶ El Reglamento (CE) 713/2009, de 13 de julio de 2009, atribuye a ACER la función de favorecer un adecuado nivel de interconexión y un desarrollo coherente de las redes de transporte para fomentar el comercio transfronterizo de energía a nivel paneuropeo y, para ello, le asigna en su artículo 6 la tarea de controlar los progresos realizados en la ejecución de los proyectos para crear nueva capacidad de interconexión (artículo 6.7) y la ejecución de los planes de desarrollo de la red de ámbito comunitario (artículo 6.8).

⁷⁷⁷ Según el Plan Decenal de Desarrollo de la Red de ENTSO-E de junio de 2010, se estima que transcurren doce años desde que se produce la decisión de acometer el proyecto y realizar la inversión hasta que la infraestructura entra en funcionamiento. Las interconexiones se encuentran con problemas añadidos al ser consideradas, en ocasiones, como meras líneas de tránsito, que no aportan beneficios tangibles a nivel regional y local. Este significativo retraso, motivado principalmente por la carga burocrática que conlleva el procedimiento de autorización a nivel nacional, constituye un fuerte desincentivo para este tipo de proyectos y, para ello, apelando al principio de subsidiariedad, la CE ha propuesto la adopción de medidas que permita agilizar los proyectos considerados “prioritarios o de interés europeo”. Este documento se encuentra disponible en:

https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/SDC/TYNDP/TYNDP-final_document.pdf.

la planificación y aprobación de los proyectos de interés europeo⁷⁷⁸; y el incremento de la financiación comunitaria, para facilitar principalmente la integración de las energías renovables en la red eléctrica.

Todas estas medidas se vieron reforzadas con las propuestas recogidas en la Comunicación de la CE sobre *“Las prioridades de la infraestructura energética a partir de 2020 – Esquema para una red de energía europea integrada”*⁷⁷⁹, de noviembre de 2010, en la que también se detectan los principales problemas que surgen para la creación de una única red transeuropea de energía.

En esta Comunicación, la CE plantea que aún resolviéndose todas las cuestiones relacionadas con la tramitación de las autorizaciones, se estima que en el año 2020 existirá un déficit de financiación en infraestructuras de energía de 60.000 millones de Euros aproximadamente, debido a las externalidades positivas no comerciales y los riesgos inherentes a las nuevas tecnologías.

A este respecto, debe tenerse en cuenta que resulta problemático asignar los costes de las infraestructuras de interconexión en situaciones donde los beneficios de la inversión no se producen únicamente en el Estado donde la inversión se localiza. De este modo, los costes no pueden imputarse únicamente a los ciudadanos (vía pago de impuestos) o a los consumidores (vía pago de tarifas) de ese país, sino que sería necesario implementar una metodología de asignación de costes más equitativa, en la que terceros países contribuyan.

Además, algunas infraestructuras pueden no resultar de un uso inmediato, ni ser rentables aplicando únicamente mecanismos de mercado. Sin embargo, pueden ser necesarias para mejorar la seguridad de suministro y promover la integración del Mercado Interior, bien por sus beneficios medioambientales, bien para introducir competencia y prevenir subidas de precios en mercados con alta concentración.

⁷⁷⁸ En marzo de 2007 el Consejo Europeo invitó a la CE a presentar propuestas destinadas a simplificar los procedimientos de autorización, en respuesta a los frecuentes llamamientos del sector para que la UE adoptara medidas que faciliten la tramitación de licencias y permisos. En respuesta a esa necesidad, la CE se comprometió a proponer la introducción de medidas relacionadas con la tramitación de autorizaciones para los proyectos de interés europeo a fin de racionalizar, coordinar y mejorar los procedimientos actuales, respetando las normas de seguridad y garantizando el pleno cumplimiento de la legislación medioambiental de la UE.

⁷⁷⁹ Ref. COM (2010) 677 final.

Por tanto, algunos de estos proyectos cuya capacidad no va a tener un uso extenso de forma inmediata, pueden necesitar una financiación específica, mediante mecanismos de apoyo a nivel europeo (fondos de cohesión, o fondos específicos de infraestructuras), o bien mediante garantías explícitas que posibiliten que los operadores obtengan financiación para desarrollar los proyectos. Asimismo, también puede ser necesario establecer mecanismos de resolución de conflictos entre los propios reguladores de energía, y de agilización en la tramitación de permisos⁷⁸⁰.

En este contexto, la CE solicitó la cooperación de los reguladores nacionales para abordar los problemas de asignación de costes y financiación de proyectos transfronterizos complejos, que permita aportar ideas sobre qué se puede hacer, desde una perspectiva europea, para apoyar proyectos de inversión en infraestructuras que sean tecnológicamente complejos, que tengan una dimensión multinacional o que sean relevantes desde el punto de vista europeo⁷⁸¹. A este respecto, los reguladores coincidieron en la necesidad de acordar un procedimiento común de asignación de costes en aquellos proyectos en los que no sea posible un acuerdo *ex-ante* entre Gobiernos, reguladores y gestores de las redes de transporte, y que pueda poner en peligro la viabilidad del mismo. Estos proyectos deben formar parte del Plan de Desarrollo Decenal de Infraestructuras de Transporte, elaborado por ENTSO-E, ser parte de un corredor prioritario dentro del Plan de Infraestructuras prioritarias elaborado por la CE, encabezar la lista de proyectos de interés común (*projects of common interests* – PCI) de la CE, ser designado como proyecto elegible para recibir

⁷⁸⁰ A este respecto, véase: Final Report on “*The structuring and financing of energy infrastructure projects, financing gaps and recommendations regarding the new TEN-E financial instrument*”, Roland Berger Strategic Consultant & DG ENER (CE), Berlin/Brussels, July 31, 2011.

⁷⁸¹ Entre los proyectos que se consideran relevantes en este sentido, y que son esenciales para España, se encuentra la interconexión de gas España-Francia “*Midcat*” que, como se ha indicado anteriormente, no ha obtenido suficiente demanda por parte de los agentes en la “*Open Season*” y que, por lo tanto, no sería ejecutable aplicando únicamente criterios de mercado. Esta instalación podría ser candidata a ser observada bajo una perspectiva europea (y, por tanto, beneficiarse de algún fondo europeo) que tuviera en cuenta no únicamente criterios de mercado, sino también de seguridad de suministro y de diversificación de fuentes de abastecimiento. Asimismo, esta interconexión podría ser un caso de asignación de costes a nivel europeo “*European cost allocation*”, ya que el coste de reforzar la red interna de gas en Francia tendría que ser compartido por otros países, como España, que se verían beneficiados por poder tener un mejor aprovechamiento de sus plantas de GNL, con capacidad excedentaria.

En cuanto al sector eléctrico, las interconexiones eléctricas entre España-Francia, como ejemplos de infraestructuras de ámbito transnacional, también serían proyectos candidatos a ser evaluados bajo una perspectiva de asignación de costes europea. En este ámbito hay que reseñar el acuerdo de sociedades multi-país participadas por los TSOs, alcanzado en su día por ambos países para la constitución de una sociedad (INELFE), participada al 50% por parte de los transportistas de ambos países, para la financiación y el desarrollo de la interconexión España-Francia, entre Llogaia y Baixas.

financiación comunitaria por un acto europeo y que se verifique que el mismo no puede ser realizado de otro modo⁷⁸².

Entre los instrumentos financieros que baraja la CE para fomentar las inversiones en infraestructuras de interconexión se encuentran las participaciones en el capital y el apoyo a los fondos infraestructurales, la utilización de instrumentos específicos como la emisión de bonos europeos de proyectos⁷⁸³, el establecimiento de un mecanismo avanzado de pago por capacidad relacionado con la red, los instrumentos de riesgo compartido (en particular para las nuevas tecnologías) y las garantías sobre préstamos para colaboraciones público-privadas⁷⁸⁴. En cualquier caso, los reguladores europeos han coincidido en que cualquier iniciativa legislativa puesta en marcha por la CE debe tener en cuenta que los beneficios deben exceder con creces los costes, debe recurrirse a mecanismos de mercado siempre que ello sea posible (en detrimento de destinar fondos públicos o aplicar subsidios) y cualquier mecanismo comunitario de selección de proyectos a financiar debe estar bien definido, ser acordado por consenso, ser claro, transparente y no discriminatorio⁷⁸⁵.

V.1.2. Falta de competencia real y efectiva en los mercados energéticos nacionales y alto grado de concentración empresarial.

El indicador que suele ser más habitual para identificar los posibles problemas de competencia que existen en un mercado es el grado de concentración en los segmentos de mercado liberalizado (generación y suministro). Según reconocía la propia CE, en su

⁷⁸² “CONCLUSIONS, XX European Electricity Regulatory Florence Forum, 23-24 May 2011”, p. 1. Documento disponible en: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/doc/forum_florence_electricity/meeting_020_conclusions.pdf

⁷⁸³ En este ámbito, la CE ha propuesto la emisión de bonos europeos por compañías privadas pero con un rating crediticio incrementado por el BEI superior a los propios proyectos, con el fin de hacerlos más atractivos para los inversores y que permita financiar las necesidades de inversión en infraestructuras comunitarias. La CE lanzó una consulta pública para recabar la opinión de los agentes energéticos sobre este proyecto de bonos europeos, cuyo documento explicativo se encuentra disponible en: http://ec.europa.eu/economy_finance/consultation/pdf/bonds_consultation_en.pdf

⁷⁸⁴ A este respecto, véase la Comunicación de la CE sobre las Prioridades de la infraestructura energética a partir de 2020, de 17 de noviembre de 2010, p. 19 (ref. COM (2010) 677 final).

⁷⁸⁵ “CONCLUSIONS, XX European Electricity Regulatory Florence Forum, 23-24 May 2011”, p. 1. Documento disponible en: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/doc/forum_florence_electricity/meeting_020_conclusions.pdf

informe de conclusiones de la investigación sectorial en el sector de la energía llevada a cabo en junio de 2005 y publicado en enero de 2007⁷⁸⁶, las estructuras de mercado a escala nacional se encuentran aún muy concentradas, y los operadores energéticos tradicionales todavía controlan las infraestructuras esenciales, incrementando así su poder de mercado⁷⁸⁷.

En el sector eléctrico, la integración vertical de las actividades de generación, de redes y suministro continúa siendo un rasgo dominante en los principales mercados nacionales. Cuando existe integración vertical de las actividades de generación y comercialización en el mercado minorista, se reducen los incentivos para operar en los mercados mayoristas. Por otro lado, los bajos niveles de liquidez en los mercados suponen una barrera de entrada para nuevos competidores, y los fuertes vínculos existentes entre suministradores y compañías de red reducen los incentivos económicos de los operadores de red para reconocer el acceso de terceros a las redes⁷⁸⁸. Además, los gestores de las redes de transporte de los distintos Estados miembros han manifestado poco interés a la hora de tratar de aumentar la capacidad transfronteriza, bien mediante la realización de inversiones

⁷⁸⁶ Comunicación de la CE: Investigación de conformidad con el artículo 17 del Reglamento (CE) n° 1/2003 en los sectores europeos del gas y la electricidad (Informe final), Bruselas, 10.1.2007, ref. COM (2006) 851 final.

⁷⁸⁷ Según se extrae de la información publicada por el ERGEG, entre 2005 y mediados de 2007, el número de proveedores independientes en el mercado de la electricidad aumentó en el 40 % de los Estados miembros. En el mercado del gas, su número se incrementó sólo en un 25 % de los Estados miembros. Sin embargo, en Francia, Italia, Polonia y los Países Bajos este aumento fue del 50 % o incluso superior (de 10 a 15 proveedores en Francia, de 0 a 75 en Polonia, de 8 a 20 en los Países Bajos y de 123 a 182 en Italia). En 7 de 21 Estados miembros no existía ningún proveedor independiente que actuara en el mercado nacional del gas. Por lo que respecta al mercado de la electricidad, esta situación sólo se daba en Chipre. Por su parte, el Informe sobre mercado interior de la energía de 2010 (*"The internal energy market – Time to switch into higher gear"*), publicado por la CE en abril de 2011, confirma esta realidad en su pag. 2, en base a los datos facilitados por el ERGEG, que en su informe *"ERGEG 2010 Status Review of the liberalisation and implementation of the energy regulatory framework"*, de 7 de diciembre de 2010, afirma que diez de los veintiocho Estados miembros confirman un incremento de la concentración en los mercados nacionales de electricidad (en cuanto a cuota de mercado de los tres generadores principales de energía eléctrica a nivel nacional) con respecto al año anterior.

⁷⁸⁸ Otra conducta anticompetitiva propia de las compañías verticalmente integradas es la creación de barreras de acceso a los competidores de las actividades del mercado minorista en el que existe competencia (distribución, comercialización y suministro) limitando su acceso a los activos esenciales controlados en régimen de monopolio. En algunos casos, estos comportamientos se basan en el establecimiento de condiciones discriminatorias para el acceso a las redes mediante el establecimiento de unas tarifas excesivas y unos precios de la energía que impiden el logro de beneficios (*margin squeeze*) por parte de operadores que no se encuentran verticalmente integrados. A este respecto, la CE llevó a cabo una investigación en 2009 contra el operador alemán RWE por su abuso de posición dominante, llevándole a asumir el compromiso de desinvertir sus activos de transporte de gas (Asunto T-381/09); en 2009, la CE actuó en este mismo sentido contra GDF-SUEZ tras su acuerdo de cierre del mercado de gas francés mediante su reserva de la capacidad de interconexión (Asunto COMP/39316).

o a través de otros medios, debido a que el marco regulador existente en materia de energía no establece los incentivos que contribuyan a una progresiva integración regional⁷⁸⁹.

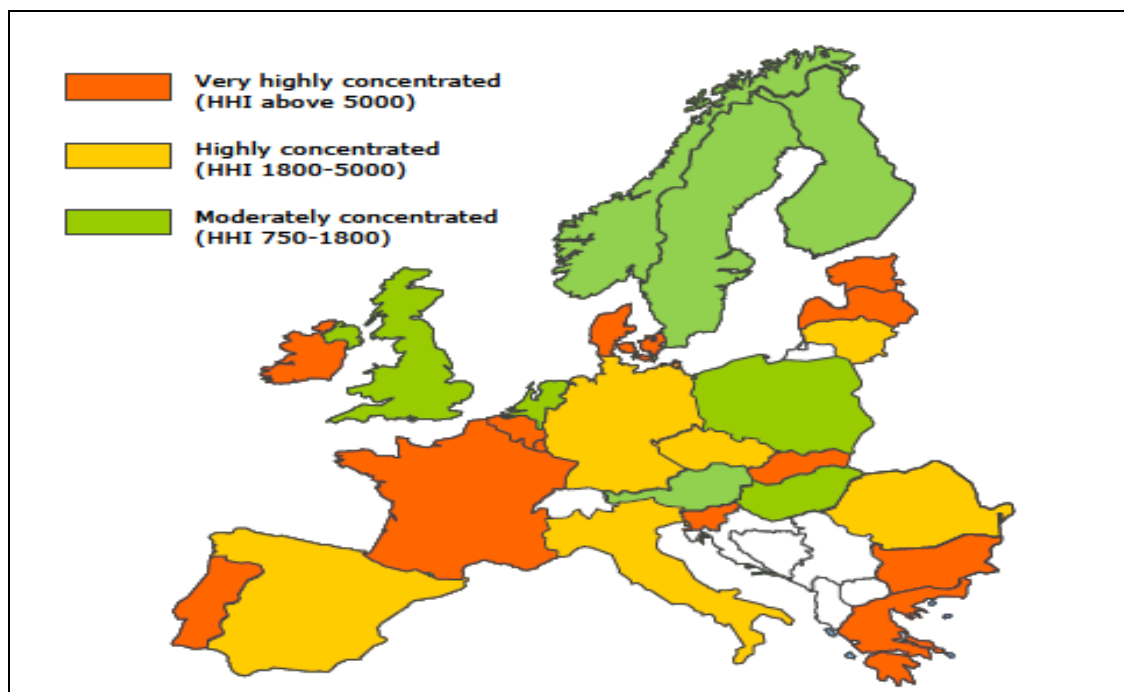


Figura 72. Grado de concentración en los mercados eléctricos de la UE.
Fuente: CE (2010).

Respecto al sector gasista, la integración vertical de los operadores y los contratos de aprovisionamiento en la cadena de suministro, dentro de los grupos de sociedades, supone un obstáculo al desarrollo de la competencia. Los operadores tradicionales tienen contratos de aprovisionamiento de gas a largo plazo que cubren prácticamente todas las actividades de la cadena de gas hasta su transporte a Europa por gasoducto, lo que dificulta en gran manera la entrada de nuevos competidores⁷⁹⁰. Al mismo tiempo, la mayoría de los

⁷⁸⁹ La falta estratégica de incremento de la capacidad se considera también una posible conducta del operador que se encuentra verticalmente integrado que realiza una inversión estratégica en los activos de transporte de energía para cubrir exclusivamente las necesidades de sus empresas filiales de “downstream” y no la de sus posibles competidores. De hecho, en mayo de 2007 la CE llevó a cabo una investigación sobre el nivel de inversión en infraestructuras de redes de transporte en Alemania, Austria e Italia y, como resultado, procedió a incoar un procedimiento sancionador contra el operador de red italiano ENI por conductas llevadas a cabo para expulsar del mercado eléctrico a otros agentes competidores y, en concreto, por acaparamiento de capacidad e infra-inversión estratégica en el sistema de transporte. Dos años más tarde, en 2009 la CE remitió a ENI un pliego de cargos por las mismas conductas, esta vez en las infraestructuras de importación de energía a Italia (Asunto COMP/39.315 — ENI).

⁷⁹⁰ En 2007, la CE acordó la incoación de dos procedimientos sancionadores por cierre de mercado para potenciales competidores mediante contratos a largo plazo con los principales clientes por parte de EDF en el

mercados mayoristas nacionales no son lo suficientemente líquidos⁷⁹¹ como para asegurar que haya gas disponible o que los precios del mercado reflejen el comportamiento de la oferta y la demanda. Por otra parte, los contratos de aprovisionamiento a largo plazo tienen ciertas cláusulas de flexibilidad que evitan situaciones de exceso o escasez de gas, limitando los incentivos de los operadores históricos a dotar de liquidez el mercado⁷⁹².

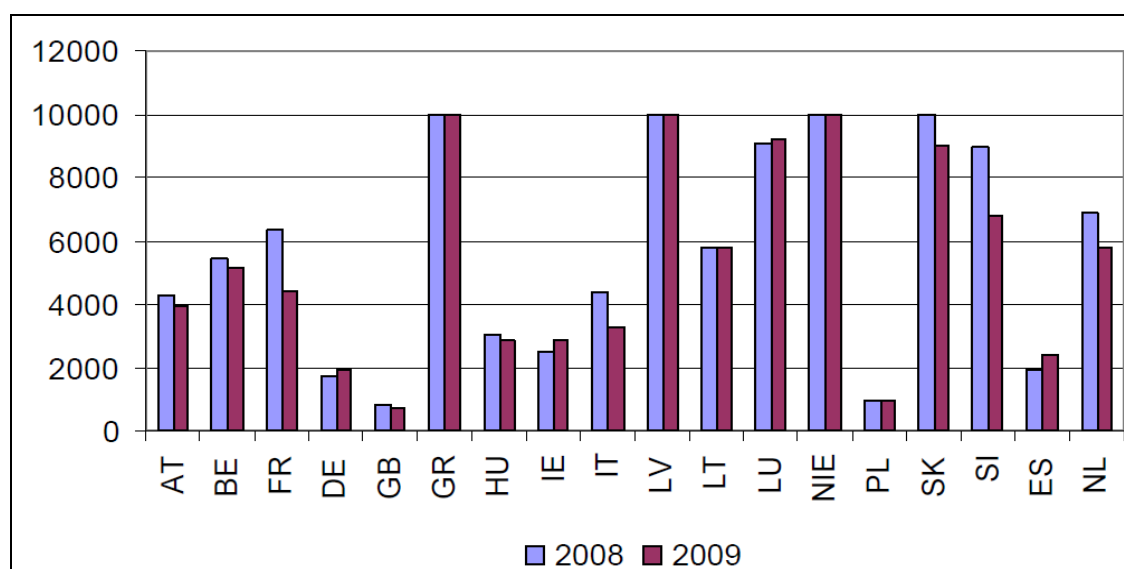


Figura 73. Evolución del grado de concentración en los mercados de gas de la UE en 2008-2009.

Fuente: CE (2010).

mercado eléctrico francés y a GDF-Suez (Electrabel) en el mercado eléctrico belga. Finalmente, en 2009 ambos operadores se comprometieron a liberar al mercado una parte significativa de sus contrataciones a largo plazo y, en el caso de GDF-Suez, reducir su participación en GDF por debajo del 50% (Asunto COMP/M .5501).

También, en julio de 2009, la CE acordó la imposición de una multa de 553 millones de euros a EON y GDF por las prácticas de reparto de mercados realizadas por ambas empresas desde 1975 hasta 2005, cuando Ruhrgas (comprada en 2003 por E.ON) y Gaz de France (GDF) decidieron construir el gasoducto MEGAL para importar gas desde Rusia con destino a Alemania y Francia. En el citado acuerdo, ambas compañías se comprometían a no vender gas en sus respectivos países a pesar de encontrarse en vigor la Directiva 98/30/CE sobre creación del mercado interior de gas natural, en la que se abrían a la competencia los mercados gasistas de los Estados miembros a partir de agosto de 2000 (Asunto COMP/39.401).

Fuente: O. Adu, "Competition or energy Security in the EU Internal Gas Market: an Assessment of European commission Decisions on Long Term Gas Contracts", OGEL, September 2010, p. 12-20.

⁷⁹¹ El grado de liquidez de los mercados es un índice del buen funcionamiento del mismo. La liquidez de un mercado representa la capacidad de comprar o vender los productos que en él se negocian sin provocar un gran movimiento en el precio. En los mercados con mayor liquidez se proporciona una señal de precios fiables, se genera confianza en la formación de precios, se reduce la posibilidad de abuso de posición dominante y se permite el desarrollo de nuevos productos adaptados a las necesidades de los agentes. Sin embargo, la falta de liquidez constituye una barrera de entrada a nuevos competidores y provoca la salida del mercado de los agentes con una mayor aversión al riesgo.

⁷⁹² A este respecto, nos remitimos a lo expuesto en el pie de página nº 27 de la presente tesis.

De igual modo, el acceso a las instalaciones de almacenamiento en los mercados comunitarios se encuentra en gran medida bloqueado por la existencia de capacidad reservada a largo plazo, aunque en algunos casos no se está utilizando toda esta capacidad reservada⁷⁹³. Además, la separación entre suministradores y operadores del almacenamiento no ha estado suficientemente definida por la legislación energética, lo que ha llevado a ciertas prácticas discriminatorias entre los agentes. A este respecto, según ha constatado la CE, la separación jurídica y organizativa prevista en la segunda Directiva de Gas (2003/55/EC) no se ha implementado totalmente en los mercados energéticos nacionales, por lo que los suministradores tradicionales continúan teniendo acceso a la información sobre las redes a través de sus compañías verticalmente integrada⁷⁹⁴.

	Regulated Prices		Concentration			Unbundling			
	Households	Non-Households	Gas		Electricity	TSO/ Ownership (OU/total of TSO)		DSO/Legal (% of all DSO)	
			retail	wholesale	wholesale	Gas	Electricity	Gas	Electricity
Austria				High	Moderate	0/7	0/3	40	8
Belgium			Very high	Very high	Very high	0/1	0/1	100	100
Bulgaria	G+E	G+E			Very high	0/1	0/1	0	100+ OU
Cyprus	E	E			Very high				
Czech Republic			Very high		High	0/1	1/1	9	100
Denmark	G+E	G+E	High		Very high	1/1	1/1	100	100
Estonia	G+E	E			Very high	0/1	0/1	4	3
Finland					Moderate	0/1	1/1	0	56
France	G+E	G+E	Very high	Very high	Very high	0/2	0/1	13	3
Germany			High	Moderate	High	1/18	0/4	21	17
Great Britain			High		Moderate	1/1	1/1	100+ OU	100
Greece	G+E	G+E		Very high	Very high	0/1	0/1	0	0
Hungary	G+E	G+E	High	High	Moderate	1/1	0/1	50	100
Ireland	G+E	G+E	Very high	High	Very high	0/1	1/1	100	0
Italy	G+E	E	Moderate	High	High	1/3	1/8	44	94+ OU
Latvia	E		Very high	Very high	Very high	0/1	0/1	0	100+ OU
Lithuania	G+E	G+E	Very high	Very high	High	0/1	0/1	0	100
Luxembourg				Very high	Very high	0/1	0/1	0	13
Malta	E	E							
Poland	G+E	G	Very high	Very high	Moderate	1/1	1/1	100	70
Portugal	G+E	G+E	Very high		Very high	1/1	1/3	36	100
Romania	G+E	G+E			High	1/1	1/1	100	37
Slovak Republic	G+E		Very high	Very high	Very high	0/1	1/1	2	100
Slovenia				Very high	Very high	0/1	1/1	0	100
Spain			Very high	High	High	1/8	1/1	100	100
Sweden					Moderate	2/3	1/1	100	100
The Netherlands			High	Very high	Moderate	1/1	1/1	100+ OU	100+ OU

Figura 74. Cuadro resumen de los precios regulados de la energía, grado de concentración y separación de actividades en la UE-27.

Fuente: CE (2010).

⁷⁹³ El acaparamiento de capacidad (*capacity hoarding*) es una estrategia lógica del operador que controla las redes de transporte que consiste en reserva más capacidad de la que realmente necesita para sus propios contratos, con el fin de restringir la competencia en las actividades de “downstream” y que dicha capacidad sobrante no llegue al mercado. Para luchar contra esta práctica, en la XV edición del Foro de Madrid, celebrada en el año 2008, se acordó la necesidad de armonizar las normas de anti-acaparamiento a nivel pan-europeo y, tras un largo periodo de análisis, el ERGEG publicó el 12 de abril de 2011 su estudio titulado “Final ERGEG study on congestion management procedures & antihoarding mechanisms in the European LNG terminals” (Ref. E10-LNG-11-03b), como paso previo a lograr una armonización regulatoria a nivel comunitario.

⁷⁹⁴ Las nuevas normas comunitarias en materia de separación de actividades también son de aplicación a los almacenamientos subterráneos, como prevé expresamente el Capítulo III de la nueva Directiva de Gas 2009/73/EC.

Por tanto, en los casos de defensa de la competencia llevados a cabo por la CE en los últimos años se advierte un claro predominio de asuntos en los que operadores incumbentes integrados verticalmente, y que son propietarios de las infraestructuras de red, están presentes a su vez en segmentos competitivos de la cadena de suministro.

Estas conductas de abuso de posición de dominio se manifiestan a través de distintas estrategias de cierre del mercado, condiciones discriminatorias de acceso a redes, contratos a largo plazo, acaparamiento y falta de inversión en infraestructuras de red.

Por su parte, la CE se ha mostrado flexible en la resolución de estos casos, admitiendo tanto medidas de carácter estructural (como en los casos de EON y RWE, obligando a realizar importantes desinversiones de activos) como otros compromisos de comportamiento (como en los casos de Electrabel y GDF), en los que si bien se advierten efectos favorables en pro de la competencia en algunos de ellos (en concreto en el caso de las medidas estructurales), se duda de la verdadera eficacia de otros.

Teniendo en cuenta lo anterior, la CE acordó que era necesario endurecer las obligaciones de separación de actividades reguladas y liberalizadas, con el fin de evitar que continuara habiendo discriminación a favor de las filiales de estas empresas verticalmente integradas.

Con este fin, el *Tercer Paquete* de energía, aprobado en agosto de 2009, incluye requisitos más estrictos sobre separación vertical de los operadores energéticos que permitan establecer un criterio eficaz de separación que fomente la competencia en los mercados europeos, evitándose de esta manera que los intereses de un grupo empresarial en las distintas actividades de generación, producción y suministro, colisionen con los propios intereses del transporte, que afectan más al funcionamiento de un sistema en un conjunto. Además, las nuevas normas tratan de garantizar una gestión del acceso más transparente⁷⁹⁵ y no discriminatoria a la red para nuevos operadores. Con estos objetivos,

⁷⁹⁵ En la normativa comunitaria anterior a la publicación del *Tercer Paquete*, los requisitos sobre transparencia se centraban esencialmente en la publicación de la capacidad total, contratada y disponible para contratar en las infraestructuras de transporte. Sin embargo, en el marco de la revisión de dicha legislación, se puso de manifiesto que, para impulsar la competencia de manera efectiva, los participantes en el mercado necesitan también un acceso igual a la información que determina los movimientos de los precios al por mayor, teniendo especialmente en cuenta el hecho de que las empresas tradicionales, que tienen a su cargo la mayor parte de los flujos de gas y electricidad y que poseen la mayoría de los activos del mercado, tienen más y mejor acceso a la información que los nuevos operadores.

la CE apostó por la separación de propiedad (*Ownership Unbundling - OU*) para la actividad del transporte como mejor opción, si bien también propuso la opción de establecer un Operador Independiente del Sistema, a propuesta del propietario de la red (*Independent System Operator - ISO*) como segunda alternativa, e incluso una tercera opción que contempla la creación de un Operador de Transporte que sea independiente de los intereses de suministro y producción (*Independent Transmission Operator ITO*)⁷⁹⁶.

En este sentido el considerando 37 de la Directiva 2009/73/CE afirma que *“es necesaria una mayor transparencia, también, en la formación de precios”*. Por otro lado, el primer apartado del artículo 37 de la Directiva 2009/72/CE, así como el artículo 41 de la Directiva 2009/73/CE establece, entre otros aspectos, que la entidad reguladora tendrá la obligación de *“controlar el nivel de transparencia, incluido el de los precios al por mayor, y velar por que las empresas de electricidad [de gas natural] cumplan las obligaciones de transparencia”*. En la misma línea, en el apartado cuarto de los mismos artículos se establece que *“los Estados miembros se asegurarán de que se dote a las autoridades reguladoras de las competencias que les permitan cumplir sus obligaciones”*. En particular, se requiere que las autoridades reguladoras tengan, entre otras, la potestad de *“efectuar investigaciones sobre el funcionamiento de los mercados de electricidad y gas, por lo que, cuando proceda, estará facultada para cooperar con el organismo de defensa de la competencia y con los reguladores del mercado financiero o con la Comisión en la realización de investigaciones relativas al Derecho de la competencia”*.

Además, el apartado 13 de estos artículos establece que los Estados miembros *“crearán los mecanismos oportunos y eficaces de regulación, control y transparencia para evitar los abusos de posición dominante, especialmente en detrimento de los consumidores, así como toda práctica abusiva. Estos mecanismos tendrán en cuenta las disposiciones del Tratado y, en particular, su artículo 82”*.

Finalmente, en el considerando 40 de la Directiva 2009/72/CE y en el considerando 38 de la Directiva 2009/73/CE se indica que la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) y el Comité de Responsables Europeos de Reglamentación de Valores (CESR) deberán cooperar para investigar y aconsejar sobre la cuestión de si las transacciones de los contratos de suministro de electricidad, gas o derivados relacionados con la electricidad y el gas deben someterse a requisitos de transparencia antes o después de realizadas y, en caso afirmativo, sobre cuál debe ser el contenido de estos requisitos.

⁷⁹⁶ Respecto a las características, ventajas y desventajas que presenta cada uno de estos modelos de separación de actividades entre los cuales los Estados miembros pueden optar, nos remitimos a lo expuesto en el apartado II.4.2.1. de la presente tesis.

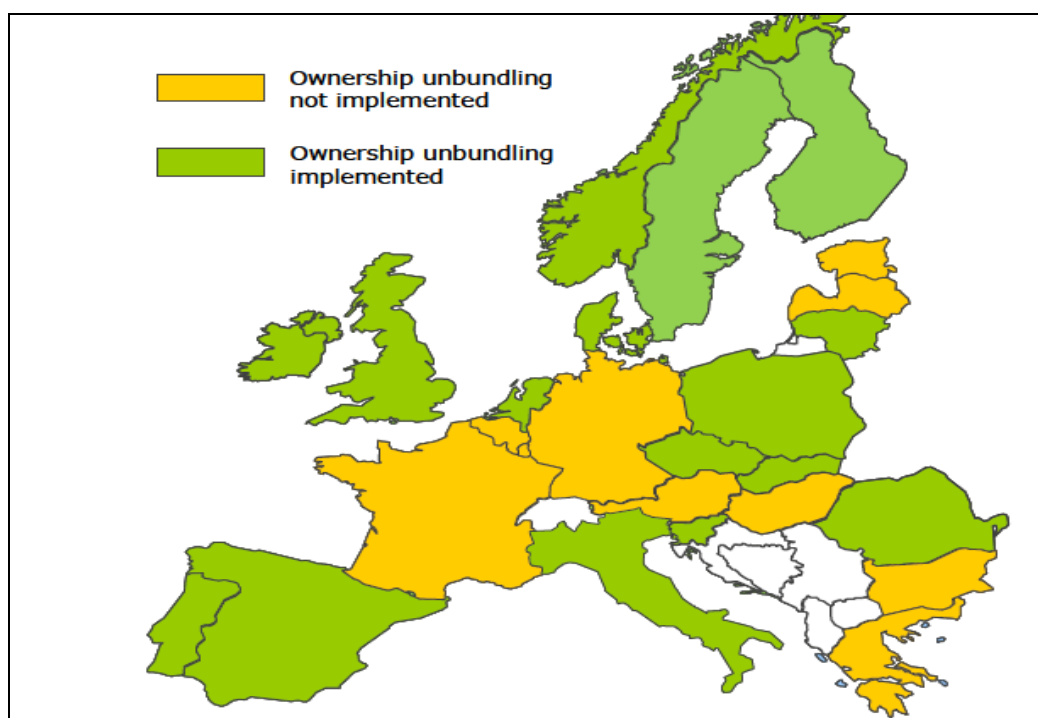


Figura 75. Grado de implementación del sistema de Ownership Unbundling en la UE-27.

Fuente: ERGEG (2008).

Respecto a estas tres opciones, el *Tercer Paquete* incluye una cláusula de terreno de juego equilibrado (*“level playing field”*), que responde a las preocupaciones de aquellos Estados miembros, como en el caso español, que opten por la separación vertical de la propiedad total (*“ownership unbundling”*), en relación con la posible compra de los operadores energéticos o de las redes nacionales por parte de agentes de otros Estados que continúen estando verticalmente integrados.

Asimismo, se incluye una cláusula de *“terceros Estados”* que recoge el procedimiento de certificación para terceros Estados⁷⁹⁷, por el cual los reguladores energéticos nacionales controlarán la actividad de un operador del sistema de transporte, tanto nacional como de un tercer Estado, con el fin de verificar que cumple con los requisitos de separación de actividades que impone el *Tercer Paquete*, así como que su entrada en el mercado no pone en riesgo la seguridad de suministro del Estado miembro concreto o de la UE en su conjunto.

⁷⁹⁷ A este respecto, véase el artículo 11 de la Directiva 2009/73/CE.

Paralelamente a la elevada concentración, se aprecia una tendencia persistente hacia la consolidación y la concentración empresarial en los mercados nacionales mayoristas de energía.

En el sector eléctrico, gran parte de los mercados mayoristas de los Estados miembros siguen teniendo un contexto básicamente nacional, con altos niveles de concentración de operadores en la actividad de generación, lo que les permite controlar el mercado. Las ventas de energía en los mercados *spot* reflejan un alto nivel de concentración en el lado de la oferta, a diferencia de lo que sucede en las operaciones en los mercados a plazo, que muestran menor concentración⁷⁹⁸.

En el sector gasista, el acceso de nuevos agentes a este mercado es fundamental para el futuro desarrollo de la competencia del gas en Europa. Los mercados mayoristas mantienen, en general, el alto grado de concentración que tenían antes de iniciarse el proceso de liberalización con la primera Directiva de gas de 1998, ya que éstos se han desarrollado lentamente y los operadores históricos continúan dominando los mercados nacionales, controlando la producción y/o las importaciones de gas a través de contratos a largo plazo con los productores. Además, estos operadores sólo comercializan una pequeña parte de su gas en los *hubs*⁷⁹⁹, pero controlan la mayoría de las operaciones que se producen en los mismos.

Por tanto, puede afirmarse que el grado de apertura de los mercados gasistas europeos es todavía reducido, y la situación en la que se encuentran los nuevos entrantes es de dependencia de los operadores verticalmente integrados respecto a todos los servicios de la cadena de suministro: aprovisionamiento, transporte y almacenamiento. Esto, unido a la falta de transparencia⁸⁰⁰, la ineficacia de los mercados internacionales y la ausencia de

⁷⁹⁸ A la hora de realizar una valoración sobre el grado de competencia existente en los mercados de energía eléctrica de los distintos Estados miembros debe tenerse en cuenta no sólo las cuotas de mercado de los agentes, sino también la capacidad que ostentan algunos generadores de retirar capacidad mediante la parada o la infrutilización de la capacidad de generación eléctrica instalada con el fin de elevar los precios.

⁷⁹⁹ Con este término anglosajón se hace referencia a los mercados regionales de gas natural.

⁸⁰⁰ En los mercados gasistas europeos se advierte gran falta de información y poca accesibilidad a la información disponible, en particular en cuanto a la capacidad disponible de los gasoductos de transporte. En su informe de evaluación del grado de liberalización de los sectores energéticos publicado en 2008, el ERGEG constató que aproximadamente el 15 % de los gestores de las redes de transporte (GRT) de gas europeos no cumplían los requisitos en materia de transparencia, y alrededor de un tercio de esos gestores no publicaban los datos sobre flujos pasados y porcentajes de utilización, ni las previsiones sobre disponibilidad

una regulación efectiva reafirma la posición dominante de los operadores tradicionales y dificulta el desarrollo de la competencia.

Por otro lado, en los últimos años hemos asistido a una creciente oleada de operaciones empresariales de concentración en los mercados energéticos europeos. Ello no ha de tener, necesariamente, efectos negativos sobre la competencia siempre que los operadores surgidos de las fusiones y adquisiciones actúen sobre una base verdaderamente competitiva. Para ello, los Gobiernos, los organismos reguladores nacionales y las autoridades en el ámbito de la competencia han puesto en marcha mecanismos que ayuden a crear un marco que fuerce a adoptar comportamientos competitivos cuando no sea previsible que éstos se desarrollen a partir de las estructuras de mercado, por ejemplo, mediante la liberación de capacidad de las infraestructuras esenciales a través de los programas de liberación de gas (*gas release programmes*⁸⁰¹) o estableciendo unos requisitos estrictos en materia de transparencia.

La CE ha evaluado, en los últimos años, importantes operaciones de fusión en diferentes mercados energéticos nacionales (como Portugal, España, Hungría, Dinamarca, Bélgica, Reino Unido y Alemania), en las que bien ha impuesto fuertes condiciones para

de capacidades exigidas por la legislación. Además, un tercio de los GRT, amparándose en la “*regla de los tres gestores*”, no hacía públicos los datos agregados exigidos y el 85%, aproximadamente, aplicaba exenciones sin la debida autorización (según el artículo 6, apartado 3 del Reglamento (CE) nº 1775/2005). Y respecto a la comunicación de información sobre los indicadores de mercado (una tarea que compete al Estado miembro), esta era del todo insuficiente. Véase: “*ERGEG 2008 Status Review of the Liberalisation and Implementation of the Energy Regulatory Framework*” (Ref. C08-URB-15-04), 10 December 2008.

A este respecto, los agentes entrantes han demandado la armonización, a nivel comunitario, de los requisitos de publicación de la información en cada Estado miembro y la obligación de que la misma se encuentre disponible en igualdad de condiciones para todos los agentes que operan en la UE. De hecho, el Grupo Europeo de Reguladores de Electricidad y Gas (ERGEG) aunó esfuerzos para consensuar un documento sobre los requerimientos esenciales de publicación de datos esenciales sobre energía eléctrica, publicado el 7 de diciembre de 2010 (ERGEG “*Comitology Guidelines on Fundamental Electricity Data*”, Ref. E10-ENM-27-03) y, en paralelo, la CE auspició una propuesta de Reglamento comunitario 1227/2011 para mejorar la integridad y transparencia de los mercados de energía, conocido como REMIT, y cuyo texto fue publicado el 8 de diciembre de 2011. Para consultar el texto normativo, véase:

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2011:326:0001:0016:EN:PDF>

⁸⁰¹ Estos programas pretenden liberar capacidad que permita la entrada de nuevos agentes en el uso de las redes, especialmente en interconexiones cuya capacidad suele estar congestionada. En España se modificó en el año 2001 la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos con el fin de permitir la entrada en el mercado gasista de nuevos comercializadores a través de la asignación de un porcentaje del gas procedente del gasoducto de interconexión España-Marruecos que transporta gas a Europa procedente de Argelia. En dicho programa se estableció que el titular del contrato de aprovisionamiento de gas (SONATRACH) asignaría un 75% del gas al Operador del Sistema español (ENAGAS) para su posterior reventa a los distribuidores destinado al mercado regulado de gas, y el 25% restante se destinaría a comercializadores para su uso en el mercado libre. La asignación se realizó mediante subastas llevadas a cabo en el Ministerio de Industria. Para más información, véase la Orden Ministerial de 29 de junio de 2001.

preservar la separación de actividades (como en el caso de las operaciones de concentración entre EDP/ENI/GDP de 2004 y 2005⁸⁰²), o bien ha obligado a efectuar importantes desinversiones para recibir la conformidad comunitaria tanto a los operadores dominantes tradicionales (como a EON y RWE en Alemania y a Suez en Bélgica en sus respectivas operaciones de fusión GDF/Suez en 2006⁸⁰³ y RWE/Essent en 2009⁸⁰⁴) como a otros agentes que no ostentaban una posición de dominio en el mercado de referencia (como en las operaciones de EDF/British Energy de 2008⁸⁰⁵ y EDF/Segebel de 2009⁸⁰⁶). Así, a través del control de estas operaciones de concentración, la CE ha conseguido promover medidas estructurales para fomentar la competencia en los mercados de energía nacionales, cuya implantación hubiese sido inviable de otra manera.

Cuestión al margen son las concentraciones de empresas energéticas estatales (o que reciben ayudas de fondos públicos), cuya regulación no se encuentra contemplada en las normas comunitarias sobre competencia y que, por su propia naturaleza, ostentan una posición privilegiada frente a otras empresas que actúan en los mercados europeos.

⁸⁰² La operación consistía en la adquisición de la empresa portuguesa gasista GDP por parte de EDP y ENI. Tras su análisis, la CE estimó que existía un riesgo de pérdida de competencia potencial en los mercados portugueses de gas y electricidad, así como otros potenciales efectos verticales, con lo que finalmente rechazó la operación (Ref. Asunto COMP/3440 — EDP/ENI/GDP). Esta prohibición fue posteriormente confirmada por el Tribunal Europeo de Primera Instancia en el asunto T-87/05 de 21 de septiembre de 2005 (DOUE 82/78, 2/04/2005).

⁸⁰³ En esta operación GDF adquiriría gran parte de los activos del incumbente del mercado energético en Bélgica, ante lo cual la CE obligó la desinversión de la principal empresa mayorista de gas (Distrigaz), del 50% de la participación en el competidor en los mercados de generación y de suministro (SPE) y del control de la infraestructura de gas, con el fin de evitar los efectos horizontales y verticales que sobre el mercado belga podría tener esta operación (Ref. Asunto COMP/39316 — GDF/Suez).

⁸⁰⁴ Esta operación de concentración consistía en la adquisición por parte de la incumbente alemana de una de las tres principales empresas en el mercado holandés, que también tenía actividades en Alemania. La principal preocupación de la CE era el potencial solapamiento horizontal en el mercado energético alemán, con lo que condicionó la operación a la desinversión de las actividades de Essent en Alemania (Ref. Asunto COMP/M.5467 — RWE/Essent).

⁸⁰⁵ EDF adquiriría en esta operación la mayoría de los activos nucleares existentes en el Reino Unido, lo que podía producir importantes efectos horizontales en el mercado de generación, así como una potencial pérdida de liquidez y dificultar el acceso de nuevos proyectos nucleares. Por este motivo, la CE obligó a proceder a la desinversión de dos plantas de generación marginales (equivalente a más del 50% de la capacidad de EDF), la liberación de energía en el mercado durante un período de cuatro años (2012-2015) y la venta de un proyecto nuclear potencial (Ref. Asunto COMP/M.5224 — EDF/British Energy).

⁸⁰⁶ En esta operación la francesa EDF adquiriría la participación del 51% de la segunda empresa de energía en Bélgica, produciéndose un potencial efecto de pérdida de competencia en el mercado belga. Para paliar esta situación, la CE acordó la venta de uno de los dos proyectos de generación de EDF, y el compromiso a invertir en el segundo en 2012 (o venderlo). Ref. Asunto COMP/M.5549 — EDF/Segebel.

Estas operaciones podrían analizarse en paralelo a otras actuaciones llevadas a cabo por algunos Estados miembros consistentes en conceder ayudas públicas a determinados operadores económicos mediante, por ejemplo, el establecimiento de tarifas de electricidad reguladas a un nivel muy inferior del precio de mercado. El efecto de estas prácticas se traduce en la expulsión de potenciales competidores que, al no estar verticalmente integrados, no podrán compensar el déficit que se genera por esta situación. Como ejemplo, se puede mencionar la investigación que inició la CE el 13 de junio de 2007, y que se extendió hasta marzo de 2009, con el fin de determinar hasta qué punto podían ser anticompetitivas las tarifas reguladas⁸⁰⁷ establecidas por el ordenamiento jurídico francés para las grandes y medianas empresas y que llevó al gobierno francés a reformar el mercado de energía eléctrica con la aprobación de la denominada Ley NOME⁸⁰⁸, por la que se obligaba a EDF a vender 100 TWh/año por año a sus competidores⁸⁰⁹. También, más recientemente, en mayo de 2011 la CE advirtió a Portugal la necesidad de modificar su legislación nacional en la que se obligaba a las empresas energéticas a vender energía a los consumidores a través de tarifas reguladas, lo cual debía haber sido suprimido el 1 de julio de 2007, con la transposición del *Segundo Paquete* de energía⁸¹⁰.

⁸⁰⁷ Los organismos reguladores desempeñan un papel esencial a la hora de supervisar el proceso de implementación de la normativa comunitaria por parte de los Estados miembros, así como el cumplimiento de tales normas por parte de los gestores de las redes. El Grupo de Reguladores Europeos de la Electricidad y el Gas (ERGEG), por su parte, desarrolla una importante función de coordinación de la supervisión realizada a nivel nacional, contribuyendo así al cumplimiento de la normativa comunitaria a nivel europeo. Esta función de monitorización se materializa mediante la publicación de un informe anual sobre el estado de situación del grado de liberalización de los mercados energéticos europeos, que se elabora tras analizar la información de los informes nacionales que cada regulador de energía debe enviar a la CE antes del 31 de julio de cada año. Estos informes se encuentran disponibles en: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS

Una vez finalizado el periodo de transposición del *segundo paquete* de energía, el ERGEG constató que si bien los Estados miembros habían respetado, en general, el plazo para la plena apertura de los mercados del gas y de la electricidad (fijado para el 1 de julio de 2007), aún existían restricciones a la libre competencia debido a la coexistencia de algunos segmentos de mercado liberalizados y unos precios regulados (vía tarifas) de suministro al usuario final. A este respecto, véase: “*ERGEG 2008 Status Review of the Liberalisation and Implementation of the Energy Regulatory Framework*” (Ref. C08-URB-15-04), 10 December 2008, p. 5.

⁸⁰⁸ Nouvelle Organisation du Marché de l’Electricité, July 2010.

⁸⁰⁹ La CE decidió el pasado 27 de enero de 2012 archivar parte del procedimiento de infracción que había incoado contra Francia por mantener tarifas reguladas en el mercado eléctrico francés al considerar que la Ley NOME aprobada en julio de 2010 suprimía las tarifas reguladas para grandes y medianas empresas obligando a EDF a vender 100 TWh/año o el 25% de su producción de energía nuclear a otros agentes competidores a un precio fijo de 40 €/MWh a partir del 1 de julio de 2011 y de 42 €/MWh desde el 1 de enero de 2012 (conocido como *ARENH Price*). A este respecto, la CE entiende que este precio permite a sus competidores replicar las ofertas de electricidad de EDF permitiendo un precio competitivo en el mercado minorista de electricidad francés. Sin embargo, la CE parece no tenerlo tan claro desde el punto de vista de la competencia ante la posible existencia de un caso de ayudas de Estado contrario al Derecho Comunitario.

Por último, las Directivas de 2003 sobre el gas y la electricidad establecieron la obligación de que los Estados miembros creasen unos reguladores con competencias específicas. Sin embargo, en muchos casos, la experiencia ha demostrado que la eficacia de los reguladores a menudo se ve limitada por la falta de independencia respecto a los gobiernos, así como de poderes suficientes y de margen discrecional.

Germany	3	Luxemburg	3,5	Italy	4,5
Denmark	3	Finland	4	Belgium	5
Greece	3	Sweden	4	Ireland	5
Netherlands	3	France	4	Portugal	5
Spain	3	Austria	4,5	UK	5

Figura 76. Grado de independencia de los reguladores nacionales de energía de la UE-15.

Fuente. Pollitt (2009).

De hecho, los informes que elabora la CE sobre el grado de liberalización de los mercados energéticos revelan que hay muchas cuestiones respecto a las cuales los reguladores no tienen competencias y poderes efectivos *a priori*, como, por ejemplo, para establecer normas sobre la separación funcional o las condiciones de acceso no tarifarias. En otros casos, las competencias reguladoras de estos organismos se encuentran divididas entre estos y los Ministerios correspondientes o las autoridades responsables de la competencia, lo cual dificulta el ejercicio de tales responsabilidades.

⁸¹⁰ Según las nuevas Directivas comunitarias EC/2009/72 y EC/2009/73, las tarifas reguladas (también llamadas tarifas de último recurso o “*last resort tariffs*”) sólo están permitidas para el suministro a los considerados “*clientes vulnerables*”, y deben perseguir un objetivo específico, tener una duración determinada y garantizar la igualdad de acceso a todos los clientes por parte de las compañías energéticas.

Country	Competition	Market transparency	Consumer protection	Economic efficiency in the supply industry	Environmentally friendly electricity supply	Security of supply	Socially responsible price Policies	Number of objectives (n=7)
Austria	X	X	X		X	X		5
Denmark	X	X	X	X	X			5
Finland	X	X						2
France	X	X	X	X			X	5
Greece	X	X	X	X	X	X	X	7
Ireland	X	X	X	X	X	X	X	7
Italy	X	X	X	X	X		X	6
Luxemburg	X	X	X					3
Netherlands	X	X	X	X		X		5
Northern Ireland	X		X	X	X	X		5
Norway	X	X	X	X	X	X		6
Portugal	X	X	X	X	X		X	6
Spain	X	X	X	X		X		5
Sweden		X						1
GB	X		X	X			X	4
No. of countries with the objective (n=15)	14	13	13	11	8	7	6	

Figura 77. Cuadro resumen de las competencias otorgadas a los reguladores nacionales de energía en 2009.
Fuente: Hope and Singh (2009).

Por todo ello, la CE llegó a la conclusión de que debían reforzarse los poderes de los reguladores de la energía a nivel nacional, de modo que les permita tener capacidad de decisión sobre los problemas regulatorios que se detecten en los mercados nacionales. En este sentido, el *Tercer Paquete* estipula que los reguladores deben reforzar sus poderes en los siguientes ámbitos: todos los aspectos relacionados con el acceso de terceros a las redes, el acceso al almacenamiento de gas, los mecanismos de equilibrio, la vigilancia del mercado, los intercambios de electricidad, el cumplimiento de la separación funcional y contable de los gestores de sistemas de distribución, todas las cuestiones transfronterizas, la protección del consumidor (incluido cualquier control de los precios a los usuarios finales), la recogida de información y la sanción de los incumplimientos⁸¹¹.

⁸¹¹ Art. 37 de la Directiva 2009/72/CE y art. 41 de la Directiva 2009/73/CE.

El resurgimiento de los nacionalismos energéticos

A pesar de los múltiples intentos que la UE está realizando en favor del establecimiento de una única y verdadera Política Energética Comunitaria, en algunos Estados miembros sigue primando el sentimiento de que los asuntos energéticos continúan siendo demasiado importantes como para dejarlos en manos de la UE⁸¹². Es por ello que, con frecuencia, somos testigos de esta contradictoria situación en algunos Estados miembros: la adquisición de firmes compromisos políticos a favor de la liberalización energética y la creación del mercado único y, en la práctica, el bloqueo a la entrada de nuevos operadores, el establecimiento de restricciones al acceso de nuevos competidores a las redes, la existencia de un alto grado de concentración empresarial y la ausencia de una competencia efectiva en los mercados.

Según algunos analistas, en Europa nos encontramos ante dos paradigmas energéticos: el de la eficiencia económica, a través de la liberalización de los mercados y de la competencia; y el de la independencia energética, como expresión de soberanía, dado el carácter estratégico de la energía⁸¹³. Y ese conflicto se agudiza por la enorme diversidad de situaciones en la que se encuentran los Estados miembros en relación con la demanda y la oferta energética.

Esto se traduce en la existencia de diferentes escenarios energéticos en la UE: por un lado, un escenario más liberal promovido por gobiernos menos intervencionista como el Reino Unido y, por otro lado, un escenario más nacionalista promovido por gobiernos intervencionistas como los de Francia y Alemania.

El modelo más liberal sería el defendido por la Comisión Europea (y teóricamente por la UE y por algunos Estados) y apuesta por reforzar las interconexiones y fomentar la

⁸¹² En este sentido véase: R. Youngs, *“La política energética de Europa: Aspectos económicos, éticos y geopolíticos”*, Open Democracy, 10 de enero de 2007, www.opendemocracy.net; y J. Sierra, *“La energía y las políticas europeas. Su repercusión en España”*, Documento de trabajo del Grupo de Energía del Real Instituto El Cano, 23 de enero 2008.

⁸¹³ J.J. de Jong y E. Weeda, *“Europa, la UE y sus tesis sobre energía en 2050”*, Programa Internacional de Energía Clingendael, Papeles de Cuadernos de Energía, separata nº 20, Enerclub, Madrid, 2008, p. 16 y ss.

integración de los sistemas y mercados energéticos en aras a promover la eficiencia y la seguridad energética, así como la existencia de estructuras industriales y de mercado pro-competitivas. Según este modelo, debe ser el mercado el que guíe las operaciones de concentración empresarial, procedentes tanto de capital nacional como de otros Estados miembros, y en cumplimiento de los criterios y la normativa sobre defensa de la competencia. Por su parte, en el ámbito energético externo, se apuesta por el desarrollo de mercados en competencia y se busca la multilateralidad de las relaciones. Por tanto, la integración de los mercados implica interdependencia (esto es, menor independencia a cambio de mayor seguridad) y exige, por consiguiente, una tutela común y una seguridad colectiva.

El otro modelo, que propugnan gobiernos como Francia y Alemania, considera la seguridad energética un asunto de índole nacional. Este modelo es reactivo a la interdependencia y a las interconexiones y apoya decididamente, en lugar de la competencia, la existencia de “*campeones nacionales*” que puedan competir en el mercado europeo y garantizar la seguridad de suministro siguiendo las indicaciones del Estado, y con vocación de expandirse tanto en la UE como en el ámbito internacional. En cuanto a las relaciones con los países productores de energía, este modelo apuesta por las relaciones bilaterales privilegiadas, las cuales variarán en función de la capacidad negociadora de cada país⁸¹⁴.

Este modelo tiende al denominado “*nacionalismo energético*” y se inspira en el proteccionismo imperante en los sectores energéticos europeos de hace unas décadas, bajo el pretexto de la seguridad pública⁸¹⁵ que hace necesario contar con fuertes estructuras empresariales energéticas para poder negociar con las empresas monopolísticas de los países productores tales como Sonatrach, Gazprom o PdVSA. El problema es garantizar que los potenciales beneficios que se podrían derivar de la formación de estos grandes

⁸¹⁴ A este respecto véase: K. Kausch, “*Europa y Rusia, más allá de la energía*”, Documento de trabajo nº 33, marzo 2007, FRIDE.

⁸¹⁵ El concepto de “*seguridad pública*” ha sido interpretado de manera restrictiva por el TJUE, en particular en el ámbito energético, entendiendo que se trata de “*asegurar la continuidad del abastecimiento energético mínimo en casos de crisis, de forma que la misma solo pueda invocarse cuando exista una amenaza real y suficientemente grave que afecte al interés fundamental de la sociedad y siempre que la medida que se adopte a favor de la protección de la seguridad pública sea adecuada para alcanzar el objetivo que persigue y, respetando el principio de proporcionalidad, que no vaya más allá de lo estrictamente necesario para ello*”. Asuntos Comisión contra Bélgica (C-503/99), Comisión contra Francia (C-483/99), Comisión contra España (C-463/00) y Comisión contra Italia (C-174/04).

conglomerados de energía europeos finalmente se trasladen a los consumidores con una bajada real y efectiva de los precios de la energía y la prestación de un mejor servicio y de calidad a los mismos⁸¹⁶. Desgraciadamente, en los últimos años parece ser que este nuevo “*patriotismo económico*” se está extendiendo de forma paulatina al resto de los Estados miembros, lo cual constituye una clara involución en el proceso de integración iniciado en la UE hace ya más de dos décadas.

Muestra de ello, son algunos de los casos recientes de concentraciones empresariales que han producido en el mercado energético europeo como la fusión de Gaz de France con Suez en 2006⁸¹⁷, para evitar la adquisición por parte de la empresa italiana Enel de esta última; o la patrocinada por el Gobierno español para la adquisición de Endesa por parte de Enel y Acciona, frustrando la operación de compra iniciada por la alemana Eon-Rhurgas⁸¹⁸.

Una tercera opción apuesta por la creación de “*campeones europeos*”, la cual ha sido defendida por altos dirigentes de la Política Comunitaria, como la anterior Comisaria de Competencia Neelie Kroes⁸¹⁹ o el propio Presidente de la CE, Durao Barroso. En este sentido, la CE se ha mostrado a favor de la autorización de fusiones transfronterizas que configuren grandes empresas energética de ámbito europeo. El problema que surgen en este sentido es similar o, incluso, más agravado al de la existencia de los “*campeones nacionales*”, en tanto que el efecto de cierre del mercado para otros competidos es aún más potente.

⁸¹⁶ A este respecto, véase: G. Ariño, “*Privatizaciones y liberalizaciones energéticas: balance de situación*”, Energía: Del Monopolio al Mercado. CNE, diez años en perspectiva, Thomson/Civitas, 2006, pp. 461-481.

⁸¹⁷ Ref. Asunto COMP/39316 — GDF/Suez.

⁸¹⁸ Sobre la OPA de Endesa, véase: G. Fabro, “*La pugna por Endesa: un desenlace inesperado*”, Revista Economistas, nº 118, 2008, p. 94-98; A. Gallego, “*Novedades de la justicia comunitaria para el mercado energético español: los casos de la opa de EON y de la llamada ley anti-EDF*”, La Ley nº 6 Nueva Epoca, Nov-Dic 2008, p. 49-64; R. Valdivielso, “*Corporate Governance and Takeovers in the Spanish Electricity Sector*”, NETWORK INDUSTRIES QUARTERLY, Vol. 11, nº 1, enero 2009, p. 7-10; E. Salinas, “*Case example on authorisations of operations of mergers and acquisitions: the Endesa case*”, Florence School of Regulation, 2009. Para más información sobre otras operaciones de concentración empresarial en Europa véase: “*Energía en España y desafío europeo*”, Ariño y Asociados, Comares, Granada, 2006, p. 9 y ss; O. Adu, “*Competition or energy Security in the EU Internal Gas Market: an Assessment of European Commission Decisions on Long Term Gas Contracts*”, OGEL, September 2010, p. 12-20.

⁸¹⁹ Nombrada Vicepresidenta de la CE para el periodo 2010-2014.

Según algunos analistas⁸²⁰, un mercado energético fraccionado, como es el europeo, no puede funcionar de forma competitiva mientras conviva con la existencia de barreras proteccionistas impuestas por parte de algunos Estados miembros, tales como la permanencia de estructuras empresariales cuasi-monopolísticas (“*campeones nacionales*”), la alta participación pública de muchos Gobiernos en las empresas energéticas de sus países⁸²¹ y la utilización de mecanismos proteccionistas tales como las “*acciones de oro*” (*golden shares*⁸²²), los blindajes empresariales⁸²³, el veto arbitrario por parte de los organismos reguladores/los Gobiernos a las operaciones de concentración empresarial⁸²⁴ o la imposición de trabas regulatorias que discrimine la entrada de capital procedente de otros Estados⁸²⁵.

De hecho, en las circunstancias actuales de ausencia de Mercado Interior de la Energía a nivel comunitario, la existencia de “*campeones nacionales*” y/o “*campeones europeos*” no hace más que consolidar su posición de dominio, en detrimento de la integración de los mercados, al carecer de incentivos económicos para competir entre ellos

⁸²⁰ A este respecto, véase: G. Ariño, “*El desafío europeo: ¿campeones o mercado?*”, Gaceta Jurídica, nº 247, Enero-Febrero 2007, p. 20-34.

⁸²¹ En estas empresas, el Estado mantiene la titularidad del capital o una parte suficiente para poder controlar las decisiones empresariales más relevantes e, incluso, decide sobre la política energética nacional, ya que estas empresas suelen encontrarse en una importante situación de ventaja frente a otros competidores del mercado.

⁸²² Se conocen por “*acciones de oro*” a aquellos títulos que comprenden ciertas prerrogativas especiales que los gobiernos se reservan en algunas empresas privatizadas que forman parte de los sectores estratégicos de un país (tales las telecomunicaciones, la energía, las infraestructuras o la banca) y así poder controlar, mediante la capacidad de veto, los organismos directivos de estas empresas e influir en sus decisiones empresariales.

⁸²³ Estas prerrogativas otorgan poderes especiales a los órganos directivos de la empresa para que puedan obstaculizar los intentos de adquisición por parte de extranjeros.

⁸²⁴ Los obstáculos políticos se refieren a aquellos mecanismos que utiliza el Gobierno, en aras a proteger la economía nacional y en beneficio del interés público, para imponer cargas imprevisibles a las empresas que van a efectuar operaciones de concentraciones. Este fue el caso de la fusión entre EON y Rhurgas, en la que el gobierno alemán autorizó la operación en septiembre de 2002 con la condición de desinvertir en activos de gas en caso de que una tercera compañía adquiriese parte del capital de EON. En este caso, la condición impuesta no afecta en sí a la operación sino a otra empresa extranjera que pretenda adquirir a la empresa alemana y se vea obligada, para ello, a desinvertir sus activos de gas.

⁸²⁵ Un ejemplo ya derogado en la legislación española fue la Disposición Adicional Vigésimo Séptima de la Ley 55/1999, de Medidas Fiscales, Administrativas y de Orden Social (conocida coloquialmente como “*Ley Rato*”), que limitaba el ejercicio de derechos políticos correspondientes a las entidades públicas que directa o indirectamente tomasen el control o adquiriesen participaciones significativas de sociedades de ámbito estatal que realizasen actividades en los mercados energéticos. Según dictaminó oportunamente el Tribunal de la Unión Europea, en su sentencia de 14 de febrero de 2008, estas trabas atentan contra la libertad de establecimiento y de libertad de capitales reconocido en el Derecho comunitario.

y construir redes de transporte, impidiendo así que los beneficios que se puedan derivar del proceso de liberalización de los mercados energéticos se trasladen a los consumidores.

Por su parte, la jurisprudencia del TJUE tampoco ha servido de utilidad a la hora de establecer los límites o criterios para valorar si una operación de concentración transnacional resulta beneficiosa o perjudicial para el mercado comunitario en general. Así, el Tribunal condenó las “*acciones de oro*” existentes en los ordenamientos jurídicos de países como España, Francia, Reino Unido o Portugal, mientras que estimó que eran conformes al Derecho comunitario el ejercicio de la “*acción de oro*” por parte de Gaz de France con motivo de su fusión con Suez⁸²⁶, o el blindaje promovido por el Gobierno alemán en la fusión EON-Rhurgas, antes mencionada.

V.1.3. El problema medioambiental y de la eficiencia energética.

A pesar de los continuos estudios que atestiguan que la dependencia energética europea es una realidad creciente, y la advertencia permanente por parte de las autoridades comunitarias de los riesgos que esto conlleva para la seguridad energética, cada Estado miembro continúa reivindicando su “*soberanía energética*” y sigue siendo competente para adoptar sus propias decisiones en política de abastecimiento energético.

Así se pone de manifiesto en el nuevo artículo 176 A del Tratado de Lisboa, que tras mencionar los objetivos que deberá perseguir la política energética de la Unión, establece que los mismos “*no afectarán al derecho de un Estado miembro a determinar las condiciones de explotación de sus recursos energéticos, sus posibilidades de elegir entre distintas fuentes de energía y la estructura general de su abastecimiento energético*”. Y, lo que es más, los Estados reconocen la autoridad de la CE para ordenar y supervisar una política de competencia y una política medioambiental, pero sin poder entrar a debatir sobre el *mix* energético que determinan los Estados, sus reservas estratégicas y disposición sobre las mismas, la estructura empresarial de sus mercados y, en general, sobre la política de abastecimiento que determina la seguridad energética de cada país.

⁸²⁶ Asunto COMP/39316 — GDF/Suez.

Cada Estado miembro es soberano a la hora de decidir el *mix* energético que abastece sus mercados. Sin embargo, la definición del *mix* nacional tiene influencia en la seguridad de suministro del conjunto de la Unión Europea. Por tanto, si se quiere avanzar hacia una Política Energética comunitaria, pero sin vulnerar el derecho de cada Estado miembro a decidir su *mix*, es necesario establecer modelos y estudios que, a nivel comunitario, permitan evaluar tanto los avances realizados hacia los objetivos comunitarios como los riesgos de desabastecimiento. Estos modelos comunitarios pueden servir, a su vez, para que los propios Estados miembros tengan más información a la hora de tomar sus propias decisiones⁸²⁷.

La publicación, en junio de 2010, del Plan Decenal de Desarrollo de la Red de Transporte de ENTSO-E constituye una base sólida para conocer las prioridades del sector respecto a las infraestructuras eléctricas pero, para su evaluación, se requiere además de información consolidada tanto de la previsión de la demanda como de las instalaciones de generación necesarias para darle cobertura⁸²⁸.

Con este propósito, la CE ha puesto en marcha el proceso de diseño de una Política Energética para 2020, así como una hoja de ruta para 2050, con el que se pretenden establecer objetivos concretos a nivel comunitario en materia de descarbonización del parque de generación así como otros de Política Energética general.

El primer paso en este sentido fue la Comunicación de la CE “*Energía 2020: una estrategia para la competitividad, sostenibilidad y seguridad energética*”, de 10 de noviembre de 2010⁸²⁹, en la que se exponían las fragilidades de la Política Energética comunitaria, la necesidad de diseñar una nueva estrategia energética comunitaria para conseguir la transición a una economía con bajas emisiones de CO₂ para 2050, y se definían las prioridades energéticas comunitarias para los próximos diez años: alcanzar la eficiencia

⁸²⁷ En este sentido se pronunció el Comité Económico y Social de la UE en su informe de 31 de enero de 2012 en el que se abogaba por la progresiva “europeización” del *mix* energético de los Estados miembros, en clara consonancia con la idea apuntada por Jacques Delors de crear una Comunidad Europea de la Energía que facilite la integración de los mercados energéticos, la coordinación de las políticas en materia de investigación, las inversiones en infraestructuras, la puesta en marcha de los mecanismos de solidaridad y el diseño de una Política Energética Exterior comunitaria. En este sentido, véase: <http://www.eesc.europa.eu/?i=portal.en.press-releases.22050>

⁸²⁸ El Reglamento n° 833/2010, de 21 de septiembre, sobre información de infraestructuras energéticas, permite a la Comisión Europea conocer mejor las instalaciones de generación que van a entrar en servicio a corto plazo.

⁸²⁹ Ref. COM/2010/0639 final.

energética en Europa, construir un verdadero mercado energético integrado paneuropeo, promover el mayor nivel de seguridad energética a favor de los consumidores, ampliar el liderazgo europeo en el marco de la tecnología energética y la innovación y fortalecer la dimensión externa del mercado energético comunitario.

Tras un largo proceso consultivo, la CE presentó su plan de trabajo de la energía de cara a 2050 con fecha de 15 de diciembre de 2011, en el que explica las consecuencias de un nuevo modelo energético sin emisiones de carbono y el entorno político que sería necesario para su consecución, de forma que los Estados miembros puedan tomar las decisiones necesarias en materia de energía y crear un entorno empresarial estable para la inversión privada, especialmente hasta 2030⁸³⁰.

⁸³⁰ Como se había anunciado en la citada Comunicación, en diciembre de 2010 la CE lanzó una consulta pública para recabar la opinión de los agentes del mercado energético europeo con el fin de presentar su propuesta de hoja de ruta energética para 2050 que recoja las diferentes alternativas para alcanzar los objetivos energéticos antes señalados y diseñar una estrategia que permita reforzar la seguridad energética y la competitividad mediante la transición a un sistema energético con bajas emisiones. Esta propuesta se presentó finalmente el 15 de diciembre de 2011, y el texto de esta Comunicación de la CE puede consultarse en:

http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/doc/com_2011_8852_en.pdf

A la vista de esta Comunicación de la CE, el Consejo Europeo celebrado el 25 de marzo de 2011 invitó a los Estados miembros a presentar sus compromisos para elaborar un plan conjunto comunitario de medidas de estabilidad y convergencia para la consecución de los objetivos propuestos por la CE.

En la propuesta presentada por España, se admitía que a pesar de los amplios esfuerzos realizados en las dos últimas décadas, la escasa competencia en los mercados de la energía, la alta dependencia energética y la vulnerabilidad frente a la crisis de los precios de la energía siguen constituyendo importantes retos para España. Los factores subyacentes en estos retos son una aplicación incompleta de la legislación sobre el mercado interior de la energía y unas interconexiones insuficientes con otros países.

Así, en su programa nacional de reforma, el Gobierno español se comprometía a seguir promoviendo la ampliación de la interconexión de las infraestructuras gasísticas y eléctricas con Francia, a promover la competencia en los mercados energéticos, en particular, en los mercados de gas. La transposición y aplicación del *Tercer Paquete* constituye un paso decisivo en la realización del mercado interior, en particular las disposiciones encaminadas a aumentar la independencia y fomentar los poderes de la autoridad reguladora nacional del sector de la energía en ámbitos tales como la imposición de multas y el marco regulador para la fijación de precios. En cuanto a las energías renovables, parece haber retrasos e incertidumbre en cuanto a los procedimientos de planificación, autorización y certificación e inadecuaciones relativas a la transparencia de los requisitos administrativos y a las tarifas de conexión a la red eléctrica para los productores de energías renovables.

En cuanto al objetivo ambicioso de reducción de la intensidad energética de aquí a 2020, las medidas que el Gobierno español ha adoptado se recogen en el Segundo Plan Nacional de Eficiencia Energética, que España adoptó en 2011, y disponible en: http://www.mityc.es/energia/es-ES/Novedades/Documents/PAAEE2011_2020.pdf.

En dicho plan, se atribuyen responsabilidades a las Administraciones públicas y se determinan los presupuestos para la aplicación de las diferentes medidas para fomentar el ahorro de energía, tanto en el consumo final (mediante la renovación de viviendas, edificios públicos y el sector del transporte) como en el transporte, la distribución y la generación de energía, y se adoptan medidas adicionales encaminadas a la reducción de las emisiones y/o a la utilización de mecanismos de flexibilidad, especialmente en el sector del

En su informe, la CE concluye que la descarbonización del sistema energético es técnica y económicamente viable, y cualquier vía que se utilice con esta finalidad (tanto la eficiencia energética como la promoción de energías procedente de fuentes renovables, la energía nuclear o las tecnologías para la captura de emisiones) sería menos costosa a largo plazo que las políticas actuales.

La eficiencia energética y la energía procedente de fuentes renovables son cruciales, con independencia del mix energético por el que opten los Estados miembros ya que, según las previsiones de la CE para 2050, la electricidad, el gas, el petróleo, el carbón y la energía nuclear seguirán siendo fuentes energéticas principales en el contexto europeo siempre que se consiga, próximamente, un Mercado Interior bien conectado.

Además, la CE insiste en la urgencia de tomar decisiones de inversión en la sustitución de infraestructuras y la realización de aquellas que son necesarias para 2030, ya que una actuación a tiempo en este sentido puede ahorrar importantes costes a medio y largo plazo. Esta inversión en infraestructuras es necesaria para conseguir una modernización y una mayor flexibilidad de infraestructuras tales como las interconexiones transfronterizas, las redes eléctricas inteligentes (“*smart grids*”) y las tecnologías hipocarbónicas para producir, transmitir y almacenar energía. Además, contribuirá a contener los precios de la energía en un futuro gracias a los menores costes de abastecimiento, a las políticas de ahorro y a tecnologías más eficientes.

Por otro lado, la Comisión Europea publica periódicamente estudios e informes sobre previsiones de la evolución energética para el 2030, que pueden servir de referencia para la realización de la planificación del *mix* de generación europeo⁸³¹.

Todos estos instrumentos pueden contribuir a diseñar una primera planificación del parque de generación europeo con horizontes 2020, 2030 y 2050 que, si bien sería meramente indicativa, permitiría disponer de más información sobre la evolución que va a experimentar las infraestructuras energéticas, bien como consecuencia de la retirada de instalaciones obsoletas, la incorporación de nuevas instalaciones o las restricciones que

transporte por carretera habida cuenta de su peso en el total de emisiones a nivel nacional y de la tendencia actual de dicho sector.

⁸³¹ EC “*Energy Trends for 2030 – update 2009*”, disponible en: http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/index_en.htm

introduce el cumplimiento de los objetivos energéticos y medioambientales. Además, estos planes servirían para hacer análisis de riesgos a nivel comunitario, tanto desde el punto de vista de la seguridad de suministro (derivada de problemas de abastecimiento de energías primarias o de escasez de inversiones en instalaciones de generación), como desde el punto de vista económico (como consecuencia de un precio de la electricidad que no resulte competitivo para la industria europea). Esta información, que actualmente no está disponible, permitiría a los Estados miembros y agentes energéticos orientar mejor sus decisiones.

Así, la eficiencia energética forma parte de cualquier programa de planificación energética, ya que el reto de alcanzar similares grados de desarrollo y confort con menor consumo de energía constituye un objetivo básico para garantizar la sostenibilidad comunitaria en el medio y largo plazo⁸³².

Según ha puesto de manifiesto la Agencia Europea del Medio Ambiente⁸³³, la energía es responsable de un 80% de las emisiones de gases de efecto invernadero de la UE y constituye la causa fundamental del cambio climático y de la contaminación de la atmósfera. La UE se ha comprometido a luchar contra todo ello mediante una reducción de las emisiones de tales gases a nivel comunitario y mundial, a un nivel que reduciría en 2°C (en comparación con los niveles preindustriales) el incremento de la temperatura. Sin embargo, si se mantienen las políticas de energía y transportes vigentes en la actualidad, se prevé que el consumo de energía experimente un incremento del 26% de aquí a 2030, las emisiones de CO₂ de la UE aumentarían en un 5 % y las emisiones a nivel mundial en un 55%. Además, los combustibles fósiles seguirían siendo la principal fuente de aprovisionamiento.

En los últimos años, la eficiencia energética se ha constituido en una prioridad para la Política Energética comunitaria debido a su contribución para afrontar los retos del cambio climático, la seguridad energética y la mejora de la competitividad de la economía⁸³⁴. La fuerte subida de los precios de las materias primas energéticas en 2008

⁸³² El Tratado de Funcionamiento de la UE establece en su art. 194.3, como parte de los objetivos de la Política Energética comunitaria, “*promover la eficiencia energética, el ahorro de energía y el desarrollo de nuevas formas de energías renovables*”.

⁸³³ European Environment Agency, “*Energy and environment report 2008*”, 20 Nov 2008, Ref. EEA Report nº 6/2008, p.6.

⁸³⁴ A este respecto nos remitimos a lo expuesto en el epígrafe II.4.1 de la presente tesis.

puso de manifiesto la vulnerabilidad de las economías occidentales y la necesidad de impulsar la eficiencia y el ahorro energético que, además, se constituye como un instrumento que ofrece nuevas oportunidades de negocio y empleo.

No obstante, pese a las grandes ventajas económicas y ambientales de la eficiencia energética, la experiencia muestra que el nivel de inversión en ahorro y eficiencia en el ámbito comunitario no alcanza los niveles que corresponderían a dichas ventajas, no llegándose a aprovechar todo el potencial disponible, fenómeno que se ha denominado “*energy efficiency gap*”⁸³⁵. Generalmente, el principal problema que surge al respecto es, por un lado, lograr mecanismos que permitan cuantificar de un modo efectivo el beneficio que se obtiene con la aplicación de este tipo de políticas sostenibles y, por otro, elegir un modo efectivo los mecanismos regulatorios que puedan moldear los comportamientos por parte de la oferta y la demanda de energía⁸³⁶.

En respuesta al Consejo Europeo de 4 de febrero de 2011, que instaba a “*una actuación resuelta que permita aprovechar el considerable potencial de incremento del ahorro energético que existe en los edificios, los transportes y los procesos de producción*”, la CE publicó su Comunicación, de 8 de marzo de 2011, sobre el “*Plan de Eficiencia Energética 2011*”⁸³⁷. Este Plan se materializó el 22 de junio de 2011 en una propuesta de Directiva comunitaria, en la que se proponen medidas adicionales sobre eficiencia energética para poder cumplir el compromiso de reducción de emisiones del

⁸³⁵ Véase: OECD/IEA, “*Mind the Gap: Quantifying Principal-Agent Problems in Energy Efficiency*”, Paris, 2007.

⁸³⁶ Existe una gran variedad de instrumentos regulatorios para solucionar los fallos de mercado y mitigar el efecto de las barreras sobre la eficiencia energética, que podrían agruparse en cuatro grandes áreas: instrumentos económicos de precio y cantidad (como los precios que reflejen los costes de la energía y las externalidades, los impuestos sobre el consumo de los productos energéticos y la redefinición de la estructura de las tarifas); las medidas de “mandato y control” (como el establecimiento de normalización y estándares mínimos obligatorios para los equipos consumidores); medidas destinadas a mejorar la información, la sensibilización y las posibilidades de los consumidores (entre las que se encuentran las campañas de información, el etiquetado energético de equipamientos, las auditorías energéticas y la financiación de inversiones en eficiencia energética); y otros grupo de medidas variadas (entre las que se encuentran la adopción de estándares de construcción y reforma de edificios, la promoción de las empresas de servicios energéticos (ESCO), reglamentaciones más exigentes para el sector público en lo referido a edificación y aceptación de proveedores, y acuerdos voluntarios con empresas y financiación de I+D). Para un análisis más extenso sobre las barreras y fallos de mercado en el ámbito de la eficiencia energética véase P. Linares, “*Eficiencia energética y medioambiente*”, Información Comercial Española, 2009, pp. 75-93; y G. Sáenz de Miera, M.A. Muñoz, “*La eficiencia energética: análisis empírico y regulatorio*”, ARI 37/2009, Real Instituto Elcano, publicado el 15/07/2009.

⁸³⁷ Ref. COM (2011) 109 final.

20% para 2020 y lograr el cambio a una economía sin emisiones de CO₂ en 2050⁸³⁸. Ahorro, mejoras o medidores inteligentes son algunas de las medidas propuestas, que serán de aplicación en el medio/largo plazo tanto en administraciones públicas, instituciones e industrias como en el ámbito doméstico. Y para ayudar a su implantación, se ha aprobado dentro del Plan comunitario de Recuperación Económica (*“European Energy Programme for Recovery”*) un nuevo Fondo europeo de Eficiencia Energética (EEE-F), dotado de 265 millones de euros destinados a préstamos que promuevan las inversiones en energía sostenible por parte de autoridades locales, regionales y nacionales, y otras iniciativas empresariales, que permitan la puesta en marcha de proyectos como *“Smart Cities and Communities Initiative”*⁸³⁹

La sostenibilidad de los sistemas energéticos europeos se centra en dos aspectos principales: por un lado, el ahorro en el consumo de energía y el aumento de la eficiencia energética⁸⁴⁰ y, por otro, la reducción y el control de la emisiones de gases de efecto invernadero, según el compromiso adquirido por la UE con su ratificación del Protocolo de Kioto.

El sistema europeo de comercio de derechos de emisión es la piedra angular de la estrategia de la UE para reducir emisiones de una forma rentable y cumplir con sus objetivos. A este respecto, la CE ha concluido que las políticas energéticas actualmente vigentes en la UE no son sostenibles⁸⁴¹. Respecto a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, la CE ha manifestado que el mecanismo de comercio de derechos de emisión es, y debe seguir siendo, fundamental para estimular la reducción de las emisiones

⁸³⁸ Para más información sobre el texto de la propuesta de Directiva sobre Eficiencia Energética, así como el estado de su tramitación, consúltese:
[http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0370:FIN:ES:PDF](http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0370:FIN:ES:PDF;);
<http://www.europarl.europa.eu/oeil/>

⁸³⁹ Para más información sobre estas iniciativas, véase:
http://ec.europa.eu/energy/technology/initiatives/20110621_smart_cities_conference_en.htm; <http://www.smartgrids.eu/>

⁸⁴⁰ Desde el punto de vista técnico, la “eficiencia energética” implica consumir menos energía manteniendo un nivel equivalente de actividades o prestaciones económicas; mientras que el “ahorro energético” comprende un concepto más amplio que incluye la reducción del consumo pero gracias a un cambio de comportamiento o a una menor actividad económica. Sin embargo, como ha reconocido la propia CE es difícil establecer su distinción en términos prácticos.

⁸⁴¹ Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo: Una política energética para Europa, Bruselas, 10.1.2007. Ref. COM (2007) 1 final.

de carbono, y que debe constituir la base de los esfuerzos internacionales de lucha contra el cambio climático.

El objetivo global de reducción de emisiones se divide entre los sectores sometidos al comercio de emisiones (sectores industriales y energéticos), que deberán reducir sus emisiones en un 21% a nivel europeo en 2020 frente a las de 2005, y los sectores difusos (principalmente residencial y transporte), con un objetivo global de reducción del 10% para la UE frente a 2005, repartido por países teniendo en cuenta consideraciones de renta⁸⁴².

Para alcanzar el objetivo de reducción de emisiones en los sectores industriales juega un papel esencial la nueva Directiva de Comercio de Derechos de Emisión⁸⁴³, por la que se fija un techo de emisiones a nivel europeo y se realiza una asignación de derechos de emisión con normas comunes en toda Europa (lo que se denomina mecanismo “*cap and trade*”).

Por su parte, los objetivos de reducción de emisiones en aquellos sectores no incluidos en la Directiva de Comercio de Derechos de Emisión (también conocidos como sectores difusos) se establecen en la Decisión de 23 de abril de 2009 sobre el reparto del esfuerzo de reducción entre Estados miembros⁸⁴⁴. Su novedad radica en que, por primera vez, se fijan objetivos de reducción de emisiones vinculantes para los sectores difusos, y se establecen con penalizaciones por incumplimiento, lo cual constituye un fuerte incentivo por reducir emisiones en estos sectores.

⁸⁴² La asignación de los objetivos de reducción de emisiones se ha realizado conforme al principio de solidaridad económica entre los Estados miembros, esto es, según su situación en cuanto al PIB per cápita (“*burden sharing*”). Los Estados miembros que en la actualidad cuentan con un PIB per cápita relativamente bajo y, por consiguiente, mayores expectativas de crecimiento, están habilitados a incrementar sus emisiones de GEI en comparación con 2005. Sin embargo, aquellos Estados cuyo PIB per cápita es relativamente elevado están obligados a reducir sus emisiones.

⁸⁴³ Directiva 2009/29/CE, de 23 de abril de 2009, por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

⁸⁴⁴ Decisión 406/2009/CE sobre el esfuerzo de los Estados miembros para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero a fin de cumplir los compromisos adquiridos por la Comunidad hasta 2020.

El citado sistema “*cap-and-trade*” se basa en un mecanismo de mercado de ámbito europeo que pretende incentivar una reducción de emisiones de CO₂ dada al mínimo coste. Para ello, su funcionamiento se basa en dos conceptos básicos: la fijación de un tope de emisiones, y la transferencia (o comercio) de derechos de emisión entre agentes⁸⁴⁵.

En cuanto a la fijación de un tope de emisión (“*cap*”), la Directiva Europea que se encuentra aún vigente hasta 2013⁸⁴⁶ establece un tope máximo de emisiones por instalaciones para cada Estado miembro para un periodo de varios años⁸⁴⁷. De este modo, aquellas emisiones que se encuentren por debajo de los niveles fijados por la Directiva se encuentran respaldadas por los derechos de emisión asignados, mientras que las que rebasan tales límites dan lugar a penalizaciones. Así, cuando un Estado supera las emisiones permitidas, este mecanismo genera fuertes incentivos para que los agentes reduzcan sus emisiones de CO₂ con el fin de evitar las penalizaciones y, por parte de las autoridades nacionales se controla que las emisiones de cada instalación se encuentren dentro de los límites fijados por los derechos de emisión correspondientes para que el total de las instalaciones no superen el “*cap*” o, si lo hacen, paguen la penalización establecida.

Por otro lado, este esquema permite que los derechos de emisión puedan ser intercambiados entre agentes en un mercado (“*trade*”). El comercio de derechos de emisión se configura como el mecanismo más efectivo para reducir las emisiones al menor coste para el conjunto de la sociedad, ya que incentiva a los agentes que pueden reducir emisiones a un menor coste a invertir en los equipos necesarios para reducir las emisiones y así poder vender sus derechos de emisión “excedentes” a aquellos agentes cuyo coste de reducción de emisiones es mayor.

⁸⁴⁵ Un derecho de emisión de CO₂ es una licencia para emitir una tonelada de CO₂ a la atmósfera.

⁸⁴⁶ Directiva 2003/87/CE de comercio de derechos de emisión.

⁸⁴⁷ A partir de 2013, la nueva Directiva 2009/29/CE de comercio de derechos de emisión establecerá un nuevo tope máximo, aunque esta vez a nivel europeo.

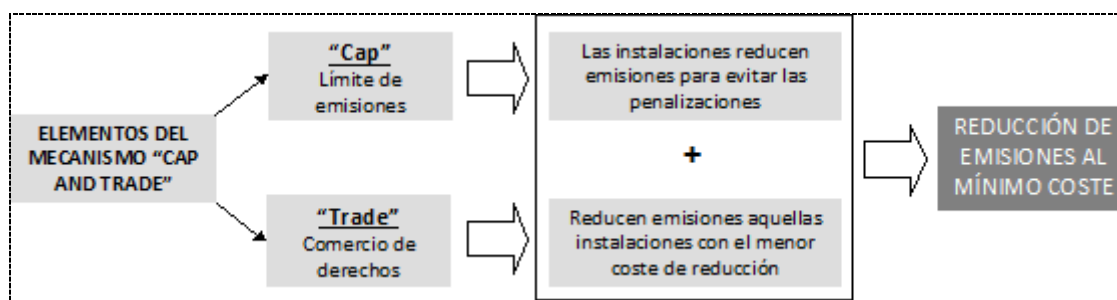


Figura 78. Funcionamiento del esquema “cap-and-trade”.

Fuente: Energía y Sociedad (2010).

Por otro lado, de conformidad con la Directiva 2003/87/CE, los Estados Miembros de la UE deben presentar un Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión (PNA)⁸⁴⁸ para cada periodo de implementación de la Directiva (esto es, para los periodos correspondientes a 2005-2007 y 2008-2012) que debe ser aprobado por la CE. En dichos Planes, los Estados miembro deben distribuir el conjunto de derechos de que disponen (según los compromisos adquiridos en el Protocolo de Kioto), entre las industrias contaminantes⁸⁴⁹ sujetas al mecanismo “cap-and-trade” y entre las distintas instalaciones en cada sector, incluyendo además una reserva de derechos de emisión para nuevos entrantes en los diversos sectores. El reparto de derechos entre sectores e instalaciones

⁸⁴⁸ La obligación de presentar estos planes a la CE por parte de los Estados miembros se desprende del art. 14 de la Directiva 2006/32/CE sobre la eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos (modificada por el Reglamento CE nº 1137/2008 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de octubre de 2008). Estos planes constituyen una demostración práctica del compromiso contraído por los Estados miembros de compartir los códigos de buenas prácticas entre los muchos actores que intervienen en el marco de la eficiencia energética a distintos niveles, así como para desarrollar efectos sinérgicos entre las estrategias y medidas adoptadas. En cuanto a la primera revisión de los PNA presentados por los Estados miembros para el periodo 2008-2016, véase la Comunicación relativa a la primera evaluación de los planes nacionales de acción para la eficiencia energética exigidos por la Directiva 2006/32/CE sobre la eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos: Avanzar juntos en pro de la eficiencia energética (Ref. COM 2008, 11 final, 23.1.2008). En 2010, el PE publicó en el DOUE de 25 de marzo de 2010 su Resolución de 19 de febrero de 2009, sobre el seguimiento de los planes nacionales de acción para la eficiencia energética: una primera evaluación (Ref. 2010/C 76 E/06). En la misma, el PE expresa su preocupación por los “retrasos en la presentación y las lagunas de contenido de algunos planes nacionales de acción que apuntan a deficiencias que podrían hacer peligrar la consecución de los objetivos en materia de eficiencia energética y protección del clima de la UE” y, en este sentido, insta a la CE a “que haga de la eficiencia energética y el ahorro de energía la piedra angular de la política energética para Europa”.

⁸⁴⁹ Las actividades que deben cumplir con las obligaciones que impone la Directiva y que han de participar en el mercado de CO₂ son las instalaciones de combustión de potencia térmica superior a 20 MW, las instalaciones de producción de energía eléctrica con potencia superior a 20 MW, las refinerías, así como las industrias de coquerías, cemento, cal, cerámica, vidrio, siderurgia, papel y cartón.

depende de criterios fijados por cada Estado Miembro, como las emisiones históricas o las emisiones esperadas en el futuro.

Durante los dos primeros periodos de asignación de derechos de emisión, un determinado porcentaje de estos derechos se asigna de forma gratuita⁸⁵⁰ entre las instalaciones que emiten CO₂, en concreto, al menos un 95% del total de los derechos asignados en el primer periodo (correspondiente a 2005-2007) y un 90% en el segundo (entre 2008 y 2012). Al finalizar cada año natural, las instalaciones afectadas por la Directiva auditan sus emisiones reales de CO₂ y entregan a cada autoridad nacional, antes del 30 de abril del año siguiente, un número de derechos de emisión equivalente al volumen de emisiones verificadas para el año anterior. Las emisiones que excedan del límite establecido estarán sujetas a penalizaciones, salvo que la instalación contaminante adquiera derechos en el mercado⁸⁵¹.

A la vista de los Planes Nacionales de Acción para la Eficiencia Energética (PNA) presentados por los Estados miembros a la CE para ambos periodos, se infiere que la mayoría de ellos parecen adoptar un enfoque de mantenimiento del *status quo* (sin grandes estrategias de previsión ni anticipación) y que existe una gran distancia entre el compromiso político frente a la eficiencia energética, por un lado, y las medidas adoptadas o previstas en los planes o los recursos asignados a su preparación, por otro.

Es por ello que la CE ha revisado el sistema de comercio de derechos de emisión para aprovechar todo su potencial⁸⁵², y crear los incentivos necesarios para estimular los cambios en la forma en que Europa genera y utiliza su energía.

⁸⁵⁰ La asignación gratuita de derechos de emisión a los generadores de electricidad para los dos primeros periodos que determina la Directiva fue una decisión política sobre cómo distribuir entre productores y consumidores la renta que genera la asignación inicial de derechos de emisión. A partir del año 2013, la asignación de estos derechos se asignarán, en su gran mayoría, a través de subastas.

⁸⁵¹ Según se estipula en el Real Decreto 1402/2007, de 29 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 1370/2006, de 24 de noviembre, por el que se aprueba el Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero para el periodo 2008-2012, la asignación se determina aplicando un factor de intensidad de emisiones por unidad de producción. Para este cálculo se tienen en cuenta las emisiones verificadas en el año 2005 y las cifras de producción para ese ejercicio. Este factor se ha ajustado teniendo en cuenta el potencial de reducción de emisiones de cada sector industrial prevista para el periodo 2008-2012.

⁸⁵² El Plan Nacional de Asignación para el periodo 2008-2012 establece un techo anual de emisiones nacionales acorde con los compromisos contraídos, el reparto de esfuerzos entre sectores difusos y no difusos y, para estos últimos, una asignación anual de derechos por instalación. A partir de 2013, la nueva configuración del régimen de comercio de derechos de emisión supondrá la desaparición de los PNA, que se

Conforme a la nueva normativa europea se establece un sistema que, de forma centralizada y a nivel comunitario, se determina el techo de emisiones y unas normas de asignación comunes que, posteriormente, se desagrega a nivel de instalación, sin requerir de Planes Nacionales de Asignación.

El techo de emisiones establecido para 2020 supone una reducción del 21% frente a los niveles de 2005 para el conjunto de las emisiones de los sectores sometidos al comercio de emisiones, con una disminución lineal progresiva en el periodo 2013-2020 de la cantidad total a asignar a nivel europeo. Además, se incluyen nuevos sectores a los que se aplica este sistema como son la industria química, la industria del aluminio, la captura de CO₂, el transporte de CO₂ o el almacenamiento de CO₂.

Por otro lado, desde 2013 la asignación de los derechos de emisión se realiza, básicamente, a través de subastas, si bien se mantienen una serie de regímenes transitorios para algunos países⁸⁵³ así como para determinados sectores sometidos al riesgo de deslocalización, los cuales podrán mantener el 100% de la asignación gratuita estipulada inicialmente.

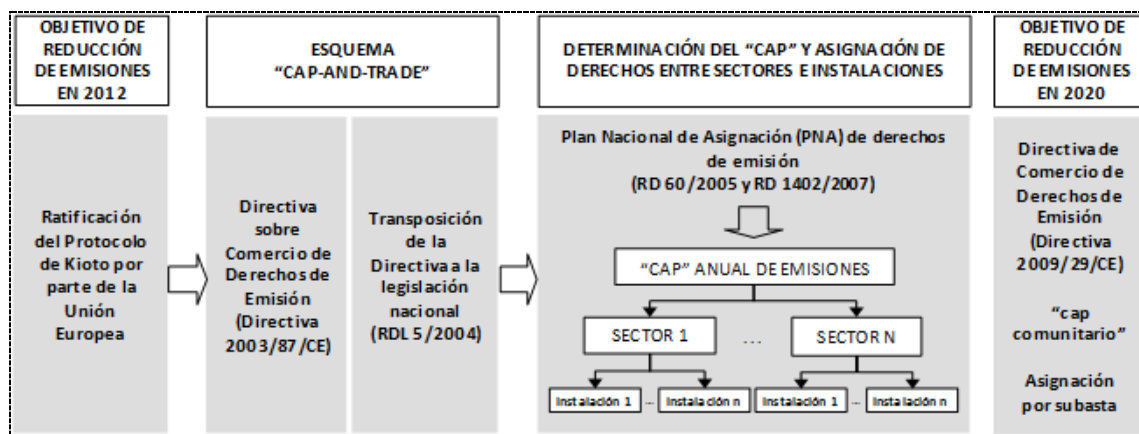


Figura 79. Evolución registrada por el esquema "cap & trade" europeo desde su creación.

Fuente: Energía y Sociedad.

verán sustituidos por un enfoque centralizado a nivel comunitario para los sectores sujetos al comercio de derechos de emisión, con un techo máximo de emisiones para toda la UE y reglas de asignación comunes. A este respecto, véase la Directiva 2009/29/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (DOUE L 140/63 de 5.6.2009).

⁸⁵³ España no se incluye entre estas excepciones.

El precio de los derechos de emisión de CO₂ que se alcance en la subasta depende, básicamente, del equilibrio entre la oferta y la demanda en el mercado europeo de derechos de emisión. Este equilibrio se verá afectado por la escasez de estos derechos ya que la oferta y la demanda de derechos dependen, en gran parte, del tope de emisiones que fijen los Estados miembros para las industrias sujetas a la Directiva. De este modo, cuanto más restrictivo sea el límite global de emisiones, menor será el número de derechos de emisión y, teóricamente, mayor será su precio. Sin embargo, la actual situación económica y la drástica caída de los precios experimentados en este mercado en los últimos años han puesto de manifiesto la necesidad de buscar una señal de precio que motive a los actores energéticos a reducir sus emisiones⁸⁵⁴.

En este mercado, el precio de los derechos de emisión se determina en función del coste de reducción de emisiones de la última instalación necesaria para cumplir con los límites de emisión establecidos. Sin embargo, también deben tenerse en cuenta otros factores propios de la particularidad de este mercado y que afectan al precio, tales como la cantidad de escasez de derechos que existirá en el mercado, la forma de asignar la escasez de estos derechos (a través de subastas o de forma gratuita y, en este último caso, conforme a las emisiones históricas –*grandfathering*- o por unidad de producto – *benchmarking*-) y la capacidad que tienen los agentes que participan en este mercado de importar derechos de emisión de otros mercados a precios más bajos⁸⁵⁵. A esto hay que añadir la influencia de otros factores externos como el diferencial de precio entre generar energía eléctrica con carbón (*dark spread*) o con gas natural (*spark spread*), y su influencia sobre el precio del carbono. Generalmente, este diferencial de precios y el precio del carbono mantienen una relación inversa, en tanto que producir energía eléctrica con carbón resulta más barato que producirla con gas pero, al mismo tiempo, también resulta más contaminante por lo que requiere más derechos de emisiones para su producción, incrementando por tanto su coste.

El comercio de derechos de emisión permite que aquellas instalaciones con costes de reducción de emisiones menores sean las que inviertan en los equipos necesarios para

⁸⁵⁴ Esta situación ha planteado la posibilidad de crear un Banco Central Europeo de Derechos de Carbono, que pueda intervenir en este mercado retirando o agregando derechos cuando su precio sea excesivamente bajo o alto.

⁸⁵⁵ Nos referimos a las reducciones certificadas de emisiones (CERs) procedentes de los Mecanismos de Desarrollo Limpios, las unidades de reducción de emisiones (ERUs) procedentes de los mecanismos de aplicación conjunta, y los derechos emisión europeos (EUAs) procedentes de las subastas de los mercados nacionales por las asignaciones gratuitas que los Estados miembros reciben de la UE.

reducir las mismas, logrando reducir al mínimo posible el coste que supone para un Estado miembro alcanzar el objetivo de reducción de emisiones.

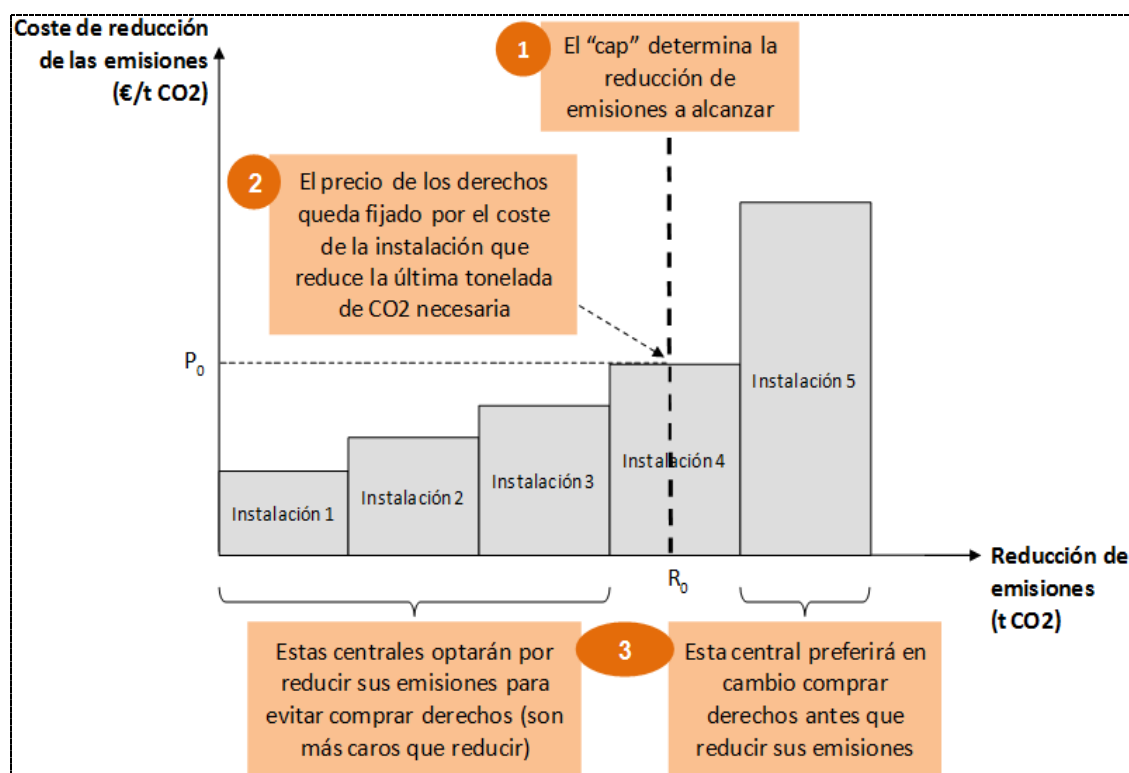


Figura 80. Determinación del precio de los derechos de emisión en el mercado.
Fuente: Energía y Sociedad (2011).

Así, las instalaciones contaminantes que tengan asignados derechos de emisión en su Plan Nacional de Asignaciones deben elegir entre invertir para reducir las emisiones, y así evitar el uso de un derecho gratuito de emisión que puede vender en el mercado, o bien utilizar el derecho de emisión asignado. El intercambio de derechos entre dos instalaciones con distintos costes de reducción de emisiones es beneficioso para ambos en tanto que la instalación con costes más elevados compra el derecho de emisión a la instalación con costes menores.

Además, este mercado promueve, mediante el precio de los derechos de emisión, la sustitución de aquellas tecnologías de generación de electricidad más contaminantes por otras más limpias⁸⁵⁶.

En cualquier caso, se prevé que el precio de los derechos de emisión sea cada vez mayor si se mantiene un crecimiento económico sostenido a medio o largo plazo y límites de emisiones cada vez más restrictivos en el futuro, ya que sería cada vez más costoso alcanzar reducciones adicionales de emisiones. La promoción de tecnologías no emisoras (como las energías renovables) o menos contaminantes (como los ciclos combinados que sustituyen a centrales de carbón o fuelóleo en la cobertura de la demanda), ayudan a contener el coste total de reducción de emisiones necesario para cumplir el “cap” al desplazar a aquellas instalaciones más contaminantes, pues reducen el esfuerzo que estas tendrían que hacer para reducir sus emisiones, impulsando así la bajada del precio de los derechos de emisión. También, para que el mercado europeo de emisiones prospere, es necesario dotarlo de un marco regulatorio estable que suministre certidumbre a los agentes para realizar las inversiones y que permita operar con unas reglas claras, así como dotarlo de mayor liquidez, de forma que permita compatibilizar la reducción de emisiones con un precio de carbono estable, razonable y cierto.

V.2. Y los factores a tener en cuenta en la construcción del paradigma externo de la Política Energética Comunitaria.

Dado el creciente carácter multidimensional que engloba la problemática de la seguridad energética, la adopción de medidas intra-comunitarias para aumentar la seguridad energética en la UE sólo constituye una cara de la moneda. Otros aspectos del ámbito externo que son determinantes en la consecución de una Política Energética comunitaria global son la articulación de un diálogo eficiente con terceros países, la construcción de interconexiones de energía, la mejora de las condiciones de inversión y de

⁸⁵⁶ En una situación en la que el precio de los derechos de emisión fuese suficientemente alto (en torno a 20-30 €/tonelada CO₂, en la actualidad), los ciclos combinados generarían electricidad de forma más económica que la mayoría de las centrales de carbón, mientras que, en ausencia del mercado de derechos de emisión, resultaría generalmente más económico generar electricidad a partir de carbón que a partir de gas natural, dados los precios actuales de estos combustibles. Esto aceleraría la sustitución de las unidades de carbón por ciclos combinados menos contaminantes.

las capacidades de producción, la diversificación de las fuentes energéticas y la promoción de mayor transparencia y mejor gobernanza del sector energético comunitario con sus socios energéticos.

Durante su largo proceso de integración, la Unión Europea ha conseguido que los Estados miembros hayan cedido su soberanía a las instituciones comunitarias en una gran variedad de áreas, pero la Política Energética Exterior sigue siendo básicamente competencia de los gobiernos nacionales. Si bien es cierto que se han logrado avances importantes en los últimos años para impulsar el desarrollo y el uso de las energías renovables, promover la eficiencia energética y avanzar en la creación de un Mercado Único de la Energía, los gobiernos de los Estados miembros siguen mostrándose reacios a ceder soberanía respecto a la dimensión exterior de la Política Energética. Es por ello que las decisiones que exceden el ámbito comunitario, como las relacionadas con las compras de hidrocarburos y el desarrollo de las infraestructuras relacionadas con la energía, siguen siendo tomadas en su gran mayoría a nivel nacional.

Hasta la fecha, la UE ha desarrollado la faceta externa de su Política Energética mediante un *“poder blando”*, pero todavía es necesario establecer objetivos comunes claros, medidas concretas e instrumentos adecuados para hacer frente a esta situación. Una relación más estrecha entre la política intergubernamental y la comunitaria permitiría a la UE emplear con mayor eficacia su *“poder blando”* en las relaciones con terceros países, y permitir el consenso a través de la cooperación multilateral, la transparencia en el funcionamiento de los mercados y la promoción de principios y valores democráticos como la protección de los Derechos Humanos, la democracia y el Estado de Derecho⁸⁵⁷.

Sin embargo, la acción exterior de la UE se viene enfrentando de forma persistente a decisiones divergentes por parte de los Estados miembros que no tienen en cuenta los objetivos comunitarios en sus relaciones bilaterales con los proveedores de energía. Esta falta de coherencia en Política Energética limita las posibilidades de la UE cuando negocia con terceros países ya que, en ocasiones, aparece como un actor internacional que impone

⁸⁵⁷ A este respecto, véase: M. Leonard y R. Youngs, *“El efecto Europa”*, Foreign Policy, nº 23, 2007, p. 2; G. Escribano, *“Seguridad energética: concepto, escenarios e implicaciones para España y la UE”*, Documento de Trabajo del Real Instituto Elcano nº 33-2006, Área de Economía y Comercio Internacional, publicado en diciembre 2006, p. 11; J.M. de Areilza, P. Isbell, J. Noya, *“Europa después de Europa”*, Academia Europea de Ciencias y Artes, Madrid, 2010, pp. 319-362; M. Leonard; I. Krastev, *“New World Order: The balance of soft power and the rise of herbivorous powers”*, European Council on Foreign Relations, Londres, 2007.

a otros países un modelo de liberalización cuando él mismo no consigue respetar esas reglas dentro de sus fronteras.

Por tanto, el principal desafío al que se enfrenta la futura Política Energética Exterior comunitaria es la adopción de medidas apropiadas para hacer frente a los riesgos derivados de la dependencia de las importaciones de energía y, como se ha mencionado anteriormente, a su alta exposición a la volatilidad de los precios y al abastecimiento de recursos energéticos.

Para ello es necesario, como paso previo, diseñar una estrategia comercial común de aprovisionamiento de energía que, a través de instrumentos como mecanismos de compra en bloque de energía o el uso de la diplomacia europea en el contexto energético, permitan la construcción del paradigma externo de la Política Energética comunitaria.

V.2.1. La problemática del acceso a los recursos y la posición de las compañías energéticas europeas.

Los riesgos inherentes a la situación de dependencia energética en la que se encuentra Europa, tales como la posibilidad de interrupción física del suministro o la variación repentina de los precios de los recursos, han adquirido una mayor relevancia en los últimos años, no sólo por la ausencia de una Política Energética comunitaria interna sino también por la confluencia de una serie de factores ajenos a la acción de Europa.

Algunos de estos factores son la reducción del número de Estados que disponen de recursos energéticos; el fin de la era de la energía barata; la amenaza de la inseguridad y la inestabilidad de los países proveedores como Irak, Irán, Arabia Saudí y las Repúblicas Centroasiáticas⁸⁵⁸; la creciente tensión en la relación entre oferta y demanda de energía mundial; el uso político que muchos países hacen de sus recursos energéticos; la corrupción de los gobiernos que gestionan las reservas energéticas en algunos países productores y el rápido crecimiento de los países emergentes como China, la India y Brasil, que hará aumentar la presión para conseguir recursos energéticos.

⁸⁵⁸ A este respecto nos remitimos a lo expuesto en el pie de página nº 65 de la presente tesis.

A pesar de los múltiples intentos por parte de las instituciones comunitarias para mejorar esta situación, todo apunta a que el petróleo y el gas natural seguirán siendo las fuentes de energía con mayor peso en el *mix* energético comunitario en las próximas décadas. De hecho, en un reciente estudio publicado por la AIE se vaticina una “*edad dorada*” en la demanda de gas, no sólo en el ámbito comunitario sino también a nivel mundial, al estimar que el consumo de gas en la UE se podría duplicar en los próximos años hasta llegar a representar un cuarto de la demanda mundial de energía en el año 2035⁸⁵⁹. Al mismo tiempo que crece la demanda, se prevé una reducción del 2-3% anual de la producción comunitaria de estos hidrocarburos motivada, básicamente, por el agotamiento de las reservas en los principales países productores (Reino Unido y Noruega), lo que hace presagiar que en 2020 el 80% del crudo y el 60% del gas natural que se consuma en Europa procederán del exterior.

Dado que el abastecimiento energético exterior constituye un factor clave para los países europeos, y ante la ausencia de una política estratégica en esta materia, los gobiernos de los Estados miembros y las principales empresas energéticas comunitarias, han sido los principales responsables de velar, hasta la fecha, por la seguridad energética en la UE.

En las últimas décadas hemos presenciado una progresiva internacionalización de los yacimientos en los territorios con subsuelos ricos en hidrocarburos, lo que ha supuesto la pérdida del componente “nacional” de las exportaciones, así como la progresiva pérdida de relevancia de las llamadas *compañías energética nacionales* (NOC). Además, en la actividad de la extracción de hidrocarburos, se han consolidado alianzas y acuerdos de asociación entre las empresas de los países productores y las de los países consumidores, lo que apunta hacia la creación de estrategias empresariales basadas en criterios de rentabilidad empresarial, más que en la consecución de objetivos de políticas nacionales. A esto hay que añadir el hecho de que, en muchos casos, los accionistas de los proyectos empresariales son fondos de inversión extranjeros o transnacionales, que se encuentran

⁸⁵⁹ IEA, World Energy Outlook 2011 Special Report: Are we entering a golden age of gas?, Paris, 2011.

alejados de cualquier tipo de racionalidad regulatoria y cuyas decisiones empresariales se fundamentan en parámetros distintos a las pautas de consumo nacional⁸⁶⁰.

Por otro lado, el principal objetivo que persigue el mundo empresarial es la obtención de beneficios, generalmente a corto plazo. En el panorama energético actual, esta tendencia se viene convirtiendo en una constante, al estar controladas las estructuras de financiación de las grandes corporaciones transnacionales por grupos bancarios, conglomerados financieros, o grandes fondos de inversión captados en los mercados de capital internacional. En todos estos casos, el resultado que se espera de las empresas energéticas es una rentabilidad alta e inmediata.

Esta búsqueda rápida de beneficios choca con la propia filosofía que conlleva la producción de energía, ya que se opone a la realización de las costosas inversiones que requiere la producción de energía en infraestructuras, I+D y tecnología. A su vez, es contraria al mantenimiento de alianzas empresariales a largo plazo, que obligan a suscribir contratos flexibles y adaptables al cambio del entorno político y regulatorio que experimentan los países productores, como se puso de manifiesto hace algunos años en el conflicto surgido entre Repsol YPF, Gas Natural y Sonatrach, en el que la compañía estatal argelina Sonatrach reclamaba varios miles de millones de dólares a Repsol YPF y Gas Natural por el fallido proyecto *Gassi Touil*⁸⁶¹.

Esta política empresarial, basada en objetivos a corto plazo y de alta rentabilidad, dificulta la puesta en marcha de políticas en favor de la seguridad energética. Además, la disparidad entre estrategias empresariales y nacionales, todas ellas de fuerte carácter bilateral, han provocado importantes efectos negativos tanto en el proceso de integración comunitaria como en la proyección exterior de la UE:

⁸⁶⁰ A este respecto, véase: H.M. Qabazard, *"The Changing Role of the National and International Oil Company in a Geopolitical Context"*, Vol. 5 - issue 2, OGEL, April 2007.

⁸⁶¹ Este conflicto se remonta a septiembre de 2007 cuando Sonatrach, alegando retrasos en los trabajos, rescindió el contrato con las dos compañías españolas para desarrollar el proyecto integrado para explorar, producir y comercializar gas natural licuado en la zona de Gassi Touil (este de Argelia), que Repsol y Gas Natural obtuvieron en noviembre de 2004 en un concurso internacional. La inversión prevista en este proyecto, el primero adjudicado hasta entonces a un consorcio formado por compañías extranjeras, ascendía a 3.500 millones de dólares y debía entrar en fase operativa en 2009. Pero a raíz de su suspensión, Repsol y Gas Natural denunciaron la decisión de la compañía argelina de "ilegítima e ilegal".

- El carácter bilateral de estos acuerdos con los países proveedores ha fomentado la rivalidad en las relaciones de las empresas y los gobiernos nacionales europeos. Esto se opone al espíritu que subyace en el proceso de integración comunitario, esto es, lograr la multilateralidad supranacional de forma que permita el consenso de los miembros en torno a unos objetivos y acciones comunes.
- La tendencia por parte de los gobiernos nacionales europeos de tratar las cuestiones que afectan a la seguridad energética como asuntos de carácter estrictamente económico-mercantil, sin tener en cuenta los factores políticos y estratégicos que la misma conlleva, ha privado a la UE de capacidad para poder intervenir en los acuerdos comerciales que las grandes empresas energéticas multinacionales negocian tanto con los gobiernos de los países productores como de los países consumidores (China, la India y EEUU, principalmente). Esto ha provocado que sean acuerdos empresariales los que decidan y condicionen la política de importaciones de energía de la UE⁸⁶². A este respecto, algún autor apunta que el verdadero reto reside en lograr que las compañías europeas de hidrocarburos se involucren en el diseño de esta Política Energética Exterior común e incorporen sus prioridades en materia de energía como parte de la estrategia de la PESC. De esta forma, atendiendo a sus propios intereses comerciales, contribuirían en el proceso de implementación de la PESC en su enfoque de la seguridad energética basada en el incremento de los estándares de gobernanza en los países productores⁸⁶³.
- La falta de una visión estratégica a largo plazo con los países proveedores favorece la incertidumbre en los mercados. En un contexto de interdependencia energética como el actual, en el que los países productores necesitan garantizar sus ventas mientras que los países importadores precisan asegurar sus compras, el equilibrio entre seguridad de suministro y seguridad de demanda se podría asegurar si la UE contara con una estrategia que permitiera crear un escenario de

⁸⁶² En este sentido, véase: R. Youngs, *"Oil companies and the EU's external energy policies"*, Estudios de Política Exterior, 2008, pp. 120-124; F. Muller, *"Energy Security: Demands imposed on German and European foreign policy by a changed configuration in the world energy market"*, SWP Research Paper, January 2007, p. 18; J. Gault, *"EU energy security and the periphery"*, European Union Foreign and Security Policy: Towards a Neighbourhood Strategy, Routledge, London, 2004, p. 177.

⁸⁶³ R. Youngs, *"Energy security: Europe's new foreign policy challenge"*, Routledge, 2009, pp. 151-169.

compromisos recíprocos con proveedores estables, y así reducir su vulnerabilidad del exterior ante cortes de suministro que ponen en peligro su abastecimiento.

- La falta de una estrategia común con los principales países proveedores de energía, como son Rusia para los países del norte de Europa, y Argelia, Libia o Egipto, para los del sur, perjudica los intereses europeos y beneficia a estos países productores, que negocian de forma bilateral con cada socio energético. El diseño de una estrategia coordinada del aprovisionamiento energético procedente del exterior aportaría importantes beneficios a nivel comunitario, ya que permitiría a los Estados miembros consensuar y compensar sus necesidades energéticas y reforzar su posición en la negociación con los países proveedores. Iniciativas en este sentido son el Observatorio Mediterráneo de la Energía (OME), que agrupa a las compañías energéticas del Sur y del Norte del Mediterráneo, o la más reciente *Caspian Development Corporation (CDC)*, un mecanismo de compra en bloque de gas del Caspio, propuesto por la CE, que permita a las empresas energéticas europeas defender sus intereses de forma conjunta a la hora de negociar sus contratos de aprovisionamiento con los países productores de esta región y simplificar los procedimientos que conllevan las operaciones con multitud de compradores⁸⁶⁴.
- Esta estrategia comunitaria coordinada de compra en bloque de energía podría incardinarse en el marco de un acuerdo energético de alcance general entre la UE y sus principales socios energéticos, tanto países proveedores como de tránsito, por cuyo territorio transitan las principales redes de transporte de hidrocarburos que llegan a los Estados miembros (Ucrania, Bielorrusia, Moldavia, Egipto, Turquía, etc.). Dicho acuerdo energético global podría alcanzarse mediante una ampliación progresiva de la Comunidad de la Energía (como instrumento jurídico específico para ampliar el Mercado Interior de la Energía), reorientando el Tratado de la Carta de la Energía (como marco de cooperación internacional para garantizar la seguridad de los suministros energéticos de la Unión Europea) y dando un nuevo enfoque a la Política Europea de Vecindad (como proceso de integración comunitario regional por excelencia). En este sentido apunta la propuesta de la CE de crear una Comunidad de la Energía UE-Mediterráneo (“EU-

⁸⁶⁴ A este respecto, véase el pie de página 647.

South Mediterranean Energy Community”⁸⁶⁵) que permita, a medio-largo plazo, lograr una integración progresiva de los mercados energéticos del *Magreb* y, posiblemente, del *Mashrek*.

- En este acuerdo energético europeo de alcance general también habría que incluir una visión estratégica de largo plazo del aprovisionamiento de GNL, como herramienta de diversificación y de seguridad del suministro del exterior⁸⁶⁶. En 2009, Europa consumió aproximadamente 70 bcm de GNL, lo cual representó un 28% de la demanda mundial. A pesar de que la Unión cubre una parte importante de su demanda de gas natural con producción doméstica (procedente de Noruega, Reino Unido y Holanda, principalmente), ésta no es suficiente para satisfacer las necesidades de consumo actuales, ni las previsiones de crecimiento del consumo de las próximas décadas. Además, en Europa no existe un precio de referencia de importación de GNL. Los precios que se publican son los precios estimados de gas por gasoducto entregado en la frontera del país en cuestión, excepto en los que hay mercado líquido, donde la referencia es la propia del punto virtual o el *hub*⁸⁶⁷. Una estrategia comunitaria sobre aprovisionamiento de GNL del exterior permitiría el desarrollo de acuerdos entre los agentes del mercado de GNL para el incremento de la flexibilidad contractual y logística que les permita maximizar el valor del GNL, aproximar los mercados regionales de gas (*hubs*) existentes en territorio comunitario, dotaría de transparencia la formación de los precios y, al igual que en el caso del gas natural y el petróleo, reduciría la rivalidad entre los Estados miembros producida por los intereses económicos que se derivan de las relaciones comerciales con países como Argelia, Nigeria y Qatar.

⁸⁶⁵ A este respecto véase: Joint Communication to the European Council, the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: “*A partnership for democracy and shared prosperity with the Southern Mediterranean*”, Brussels, 8.3.2011, COM (2011) 200 final, p. 9.

⁸⁶⁶ Existen importantes reservas de gas natural concentradas en áreas donde no hay mercados significativos para su venta, donde las reservas superan con creces la demanda local, o bien donde las opciones para construir un gasoducto son limitadas. De estas reservas, aproximadamente el 75% están localizadas en Oriente Medio y Eurasia. Rusia, Irán y Qatar aglutinan el 57% de las reservas mundiales de gas. Parte del gas natural producido en estas reservas se licúa para transportarlo por barco a aquellos mercados donde la demanda de gas supera la producción propia o a la oferta de gas por gasoducto, como son Japón, Taiwán, Corea, Europa y EEUU. El total de reservas mundiales en 2008 era de 185 Tcm (185.000 Bcm).

⁸⁶⁷ No obstante, en el resto del continente europeo, donde no existen mercados líquidos de gas, el precio del gas natural es el fijado en los contratos a largo plazo con fórmulas indexadas a derivados del petróleo.

En definitiva, estos y otros aspectos negativos que se analizarán en el siguiente epígrafe ponen de manifiesto que las relaciones energéticas internacionales cobran cada día más importancia, tanto para los países productores de hidrocarburos como para los países que los consumen y, en particular, para la UE. La falta de una estrategia comunitaria en este sentido impide que la Unión pueda llevar a cabo, de forma conjunta con su Política Comercial, una actuación coherente, integrada y de largo plazo con estos países proveedores, que permita salvaguardar los intereses económicos y comerciales europeos⁸⁶⁸.

V.2.2. La nueva diplomacia de la energía: gobernanza de la nueva Política Energética Exterior Común.

A pesar de que los Estados miembros parecen haber entendido que son cada vez más interdependientes respecto a las cuestiones que afectan a la seguridad energética, la excesiva dependencia del exterior y la necesidad de diversificar sus fuentes de aprovisionamiento y su *mix* energético hacen que la Política Energética Exterior siga siendo una cuestión de ámbito nacional, lejos de la idea de que una Europa más unida puede ser también más fuerte que un solo Estado miembro a la hora de firmar acuerdos internacionales y buscar soluciones comunes.

El diseño de la Política Energética Exterior comunitaria se configura como un aspecto más del proceso de integración europea en el que se distinguen dos estratos: en un primer lugar, existe una dimensión realista protagonizada por los Estados miembros, que deciden y gestionan el ámbito energético el cual permanece como una política intergubernamental⁸⁶⁹. El principal riesgo que conlleva gestionar la Política Energética de

⁸⁶⁸ A este respecto se ha pronunciado la CE en su Comunicación al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones: “*Comercio, crecimiento y asuntos mundiales. La política comercial como elemento fundamental de la Estrategia 2020 de la UE*”, de 9 de noviembre de 2010 (ref. COM/2010/0612 final) en el que afirma que “*respecto a la energía, llevaremos a cabo negociaciones tanto bilaterales como multilaterales para adoptar disposiciones comerciales que nos ayuden a diversificar el abastecimiento de energía (también en interés de la seguridad energética), garantizar el libre tránsito y promover el comercio de energía sostenible cuando las barreras de terceros países impidan el rápido desarrollo de la industria de las energías renovables de la UE.*”

⁸⁶⁹ El principal Estado que actuó considerando la cuestión energética como un asunto de soberanía estrictamente nacional fue Alemania en los años del canciller Schröder, cuando desarrolló y profundizó sus relaciones con Rusia, estableciendo una relación especial con el proveedor de gas. A este respecto, véase: K. Kausch, “*Europa y Rusia, más allá de la energía*”, Documento de Trabajo nº 33, FRIDE, Marzo de 2007; 508

manera bilateral, y no de forma comunitaria y unitaria, es la posible fricción entre los Estados miembros que debiliten una potencial posición europea frente a las amenazas exteriores.

Por otro lado, la dimensión funcionalista contempla la UE como un conjunto de Estados que actúa como un bloque económico único con el fin de progresar de forma progresiva con objetivos comunes, aunque poco ambiciosos. Sin embargo, para que esta opción se imponga al imperialismo nacional, es necesaria la creación del Mercado Interior de la Energía que garantice la eficacia y la fuerza de una acción conjunta europea en la escena internacional.

Según la legislación comunitaria vigente, la relación entre ambas dimensiones se articula en base al principio de subsidiaridad, esto es, que la UE se abstenga de intervenir si dicha política puede ser llevada a cabo mejor a nivel nacional e, igualmente, los Estados miembros aceptan delegar a las instituciones comunitarias la competencia en aquellos asuntos en los que resulta más ventajoso actuar a nivel europeo, como sería el caso de la seguridad energética.

Sin embargo, la relación entre la dimensión funcionalista y realista es, con frecuencia, conflictiva y esta falta de equilibrio tiene graves consecuencias en las relaciones internacionales que mantiene la Unión con los países energéticos de su entorno. Entre las causas que producen esta situación se pueden mencionar las siguientes:

- La falta de una verdadera liberalización y armonización de las políticas energéticas nacionales. El proceso de liberalización de los mercados energéticos nacionales se encuentra todavía en fase de desarrollo. Esto tiene evidentes repercusiones en su Política Energética Exterior porque la UE no puede posicionarse como un mercado único en foros internacionales antes de que se haya construido efectivamente un mercado único de la UE.
- La falta de un acuerdo a nivel comunitario sobre los objetivos de la Política Energética Exterior y de las medidas que han de adoptarse a escala tanto

comunitaria como nacional para conseguir aplicarlas con éxito. La CE redactó en su Libro Verde de 2006 un borrador de objetivos para la Política Energética Exterior pero éste no fue aceptado de manera unánime por los Estados miembros⁸⁷⁰. Recientemente se ha dado un paso importante en este sentido a la vista de las conclusiones alcanzadas por el Consejo de Ministros de Energía, en su sesión de 24 de noviembre de 2011, sobre el fortalecimiento de la dimensión exterior de la Política Energética comunitaria. Entre otras, los Ministros de Energía de la UE definen como prioridades, en este ámbito, reforzar la coordinación de sus acciones en el ámbito exterior de la Política Energética, fomentar la cooperación con terceros países sobre los principios del Mercado Interior de la Energía, profundizar sus alianzas en el ámbito energético y apoyar las economías en vías de desarrollo mediante la promoción de políticas de desarrollo sostenible y sobre estándares energéticos comunes⁸⁷¹.

- La falta de consenso a nivel comunitario sobre qué debe entenderse por relaciones estratégicas, en general, y en el ámbito energético, en particular⁸⁷². Como se desprende de los documentos elaborados por las instituciones comunitarias en los últimos años, no existe un criterio claro y consensuado de qué asociaciones se consideran estratégicas, salvo algunas excepciones como el caso de Rusia. Como acordó el Consejo Europeo, en su sesión de 16 de septiembre de 2010⁸⁷³, con arreglo al Tratado de Lisboa, y en consonancia con la Estrategia Europea de Seguridad⁸⁷⁴, la Unión Europea y sus Estados miembros “*actuarán de forma más estratégica para*

⁸⁷⁰ Para un análisis exhaustivo de los hitos alcanzados por la UE en el diseño de la Política Energética Exterior comunitaria, nos remitimos a lo expuesto en el epígrafe II.4.4. de la presente tesis.

⁸⁷¹ “*Council conclusions on strengthening the external dimension of the EU energy policy*”. Brussels, 24 November 2011.

⁸⁷² Algún autor ha definido estas asociaciones estratégicas como aquellas en las que ambas partes las consideran esenciales para alcanzar sus objetivos básicos, al percibir que en esta cooperación con socios estratégicos todos salen ganando y, en caso contrario, tales socios serían los que podrían causar mayores perjuicios. En ese sentido, véase: G. Grevi, “*Making EU strategic Partnerships effective*”, Working Paper nº 105, FRIDE, December 2010, p. 3.

⁸⁷³ Consejo Europeo de Bruselas de 16 de septiembre de 2010, Conclusiones (Ref. EUCO 21/1/10 REV 1).

⁸⁷⁴ Estrategia europea de seguridad, Una Europa segura en un mundo mejor, Bruselas, 12 de diciembre de 2003.

lograr que el verdadero peso de Europa se haga sentir a escala internacional. Esto requiere tener definidos con claridad sus intereses y objetivos estratégicos en cada momento y una reflexión centrada en los medios para ir en pos de ellos con mayor firmeza; asimismo, es necesario que se potencien las sinergias entre el nivel de la Unión Europea y los niveles nacionales, en coherencia con las disposiciones de los Tratados, para que mejore la coordinación entre los actores institucionales, se integren más adecuadamente todos los instrumentos y políticas pertinentes y se aprovechen las cumbres con terceros países de forma más eficaz”⁸⁷⁵.

- La necesidad de fomentar los encuentros y los foros de debate formales a nivel comunitario, con la participación de los Estados miembros y de la CE, que permita que los intereses nacionales y los comunitarios converjan en medidas claras y compartidas. Estos foros podrían aglutinar representantes tanto del ámbito energético como de la Política Exterior comunitaria (Alto Representante y responsables del Servicio Europeo de Acción Exterior) y podrían servir como marco institucional en el que los actores del sector de la energía europeo intercambiasen información y alcanzaran una mayor y mejor coordinación de las posiciones, permitiendo a la UE expresarse verdaderamente “con una sola voz” a través del Alto Representante que tendría que co-presidir estos encuentros, junto con su homólogo en el ámbito de la energía⁸⁷⁶.
- La ausencia de una obligación con carácter vinculante que imponga a los Estados miembros la necesidad de aunar posiciones en el ámbito externo de la Política Energética comunitaria.
- La gran mayoría de las iniciativas sobre energía auspiciadas por la CE se enfocan principalmente en la estrategia interior para desarrollar un mercado único y alcanzar los objetivos del 2020, mientras que la estrategia en el

⁸⁷⁵ También véase F. Arteaga, “La Estrategia Europea de Seguridad, cinco años después”, Seguridad y Defensa - ARI N° 15/2009, Real Instituto Elcano, publicado el 22 /01/2009.

⁸⁷⁶ Dando un paso más en este sentido, véase la propuesta del Comité Económico y Social de la UE de marzo de 2011 de nombrar a un Alto Representante de Política Energética que permita garantizar la unidad de criterio de la UE respecto a estas cuestiones. Documento disponible en: <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=CES/11/35&format=HTML&aged=0&language=EN&guiLanguage=en>

ámbito de las relaciones energéticas internacionales, y que requieren decisiones más rápidas y medidas más eficaces, ha sido menos desarrollada.

No obstante, hay que reconocer que, en los últimos años, la UE ha avanzado hacia una mayor supranacionalización en este ámbito, sobre todo a instancia del Parlamento Europeo que, en sus Resoluciones de 26 de septiembre de 2007, sobre la “*Creación de una política exterior común europea en el ámbito de la energía*”⁸⁷⁷, y de 14 de septiembre de 2009, sobre “*Aspectos exteriores de la seguridad energética*”⁸⁷⁸, abogaba por la creación de una Política Energética Exterior comunitaria que contribuyera a garantizar el suministro y aportase un valor añadido a los esfuerzos realizados a nivel nacional. Ahora estas expectativas han sido recogidas en el Tratado de Lisboa y se espera que puedan traducirse en una gestión más eficaz de la Política Energética comunitaria.

La entrada en vigor del Tratado de Lisboa ha incorporado cambios fundamentales tanto en la Política de Energía de la Unión como en la Política Exterior comunitaria, lo cual constituye un hito esencial en el proceso de creación de una Política Energética Exterior común⁸⁷⁹.

Así, el Tratado de Lisboa, retomando los avances del fallido Tratado Constitucional, trata de solucionar en parte la inexistencia de vías jurídicas adecuadas, lo que constituía una dificultad evidente para el desarrollo de una Política Energética común y homogénea⁸⁸⁰. De este modo, el Tratado recoge un nuevo Título XXI (art. 176 A) expresamente dedicado a la energía, en el que se definen las competencias fundamentales y los objetivos generales de la Política Energética: el funcionamiento de los mercados, la seguridad del suministro, la eficiencia y el ahorro, el desarrollo de las fuentes renovables y la interconexión de redes.

⁸⁷⁷ Ref. A6-0312/2007 Final; publicado en DO C 219 E de 28.8.2008, p. 206.

⁸⁷⁸ Ref. 2010/C 224 E/06; publicado en DO C 224 E de 19.8.2010, p. 23.

⁸⁷⁹ Para un análisis exhaustivo sobre esta materia nos remitimos a lo expuesto en el epígrafe III.2.1. de la presente tesis.

⁸⁸⁰ A este respecto, véase: M. Urrea, “*La Política Energética de la Unión Europea a la luz del Tratado de Lisboa*”, Cuaderno de Estrategia nº 150: Seguridad, modelo energético y cambio climático, Instituto Español de Estudios Estratégicos, Ministerio de Defensa, enero 2011, pp. 131-140.

Por otro lado, el nuevo Tratado representa un refuerzo importante de los medios e instrumentos disponibles para que la Unión Europea materialice sus decisiones en Política Exterior. Antes de la aprobación del Tratado, se apuntaba a la falta de voluntad por parte de los Estados miembros de atribuir mayores competencias a la CE en materia de Política Exterior como la causa principal que impedía la integración de los asuntos energéticos en el ámbito de la Política Exterior comunitaria y, por tanto, la construcción de una Política Energética Exterior común⁸⁸¹. Ahora, aunque el Tratado no constituye un cambio de naturaleza de la Política Exterior y de Seguridad Común (PESC), que continuará siendo esencialmente intergubernamental y que dependerá en última instancia de la voluntad política de los Estados miembros, sí supone un importante avance al ampliar el ámbito de la acción exterior de la Unión en su conjunto.

De hecho, aunque la CE continua representando a la UE en el ámbito exterior (a excepción del ámbito de la PESC y otros supuestos previstos en los Tratados⁸⁸²), la atribución de las nuevas funciones al Presidente del Consejo Europeo y la creación del Alto Representante para la Política Exterior y de Seguridad -también Vicepresidente de la CE y Presidente del Consejo de Asuntos Exteriores- y responsable de representar a la Unión en las materias concernientes a la Política Exterior y de Seguridad Común, dirigir el diálogo político con terceros en nombre de la Unión y expresar la posición de la Unión en las organizaciones internacionales y en las conferencias internacionales⁸⁸³, contribuirá de forma sustancial a fortalecer la posición de la UE como actor en el panorama internacional y le ayudará a expresarse con “una sola voz”.

Además, como novedad, el Tratado introduce nuevos mecanismos e instrumentos en materia de Política Exterior, en particular, el Servicio Europeo de Acción Exterior

⁸⁸¹ A este respecto, algún autor ha apuntado la posibilidad de ampliar el ámbito de acción de la llamada “*delegación supervisada*”, propia de la Política Comercial de la UE, a otras áreas de competencia compartida entre la UE y los Estados miembros, de forma que permita dotar a los representantes comunitarios de mayor capacidad de negociación en acuerdos de ámbito general, manteniendo los Estados miembros la supervisión de la misma. A este respecto, véase: G. Grevi, “*Making EU strategic partnerships effective*”, Working Paper nº 105, FRIDE, December 2010, p. 11.

⁸⁸² Art. 17.1 del TUE (versión consolidada del Tratado de la Unión Europea, DOUE 2010, C 83/13, 30 de marzo de 2010).

⁸⁸³ Art. 27 del TUE.

(SEAE)⁸⁸⁴, que permitirá una proyección más efectiva y dinámica del conjunto de la acción exterior de la Unión⁸⁸⁵. A esto hay que añadir el hecho de que el Tratado de Lisboa haya convertido sus tradicionales “delegaciones de la Comisión Europea” en terceros países en “delegaciones de la Unión”, lo cual amplía su capacidad de representación a todos los Estados miembros y políticas comunitarias (art. 221.1 del Tratado de Funcionamiento de la UE⁸⁸⁶).

De este modo, el nuevo SEAE se configura como el principal instrumento que asistirá al Alto Representante en la ejecución de sus cometidos⁸⁸⁷ (entre los que se encuentra dirigir las acciones de las delegaciones de la Unión). De hecho, a la vista de las funciones que la Decisión del Consejo de 26 de julio de 2010 atribuye al SEAE, se pueden extraer dos conclusiones preliminares: por un lado, el nuevo SEAE se comportará de un modo tradicional, como otros servicios diplomáticos, ejecutando la Política Exterior marcada por el Alto Representante y el Consejo; y, por otro lado, la atribución al Alto Representante de la doble condición de Presidente del Consejo de Asuntos Exteriores y Vicepresidente de la Comisión, no sólo ayudará a reducir las tensiones entre estas dos instituciones sino que, además, aunará las dos tendencias existentes en la diplomacia europea, esto es, la “tradicional” representada por la acción del Consejo, y la “estructural”, llevada a cabo por la CE⁸⁸⁸. Además, el SEAE estará formado por personal de la Secretaría General del Consejo, personal de la Comisión y personal de los Servicios Diplomáticos Nacionales (éstos últimos en una proporción de al menos un 33%⁸⁸⁹), lo que contribuirá a

⁸⁸⁴ Decisión del Consejo de 26 de julio de 2010 por la que se establece la organización y el funcionamiento del Servicio Europeo de Acción Exterior (ref. 2010/427/UE).

⁸⁸⁵ En ese sentido, véase: A. Priego, “*El Servicio Europeo de Acción Exterior: ¿una revolución para el proceso de integración y para la diplomacia?*”, ARI 95/2011, Real Instituto Elcano, publicado el 23-05-2011.

⁸⁸⁶ Art. 221 del TFUE estipula que “*Las delegaciones de la Unión en terceros países y ante organizaciones internacionales asumirán la representación de la Unión. Las delegaciones de la Unión estarán bajo la autoridad del Alto Representante de la Unión para Asuntos Exteriores y Política de Seguridad. Actuarán en estrecha cooperación con las misiones diplomáticas y consulares de los Estados miembro.*”. Ref. DOUE 2010, C 83/47, 30 de marzo de 2010.

⁸⁸⁷ Véanse los artículos 18 y 27 del TUE.

⁸⁸⁸ W. R. Moomaw, “*New Diplomacy*”, Tufts University, Cambridge, 2007; S. Keukeleire, R. Thiers, A. Justaert, “*Reappraising Diplomacy: Structural Diplomacy and the Case of the European Union*”, The Hague Journal of Diplomacy, nº 4, 2009.

⁸⁸⁹ Art. 6.9 Decisión del Consejo sobre la creación del SEAE.

involucrar a los gobiernos de los Estados miembros en las acciones emprendidas por la UE en materia de Política Exterior.

En cuanto al ámbito de actuación de las delegaciones de la Unión en terceros países, las mismas se circunscriben a aquellas competencias atribuidas por los Estados miembros a la Unión, esto es, la Unión Aduanera; el funcionamiento del Mercado Interior; la Política Monetaria de los Estados miembros cuya moneda es el euro; la conservación de los recursos biológicos marinos dentro de la Política Pesquera común; y la Política Comercial común (art. 3 TFUE). No queda tan clara su capacidad de representación en el caso de las competencias compartidas previstas en el art. 4 del Tratado, entre las que se encuentra la Política Energética. En cualquier caso, siempre podrían articularse relaciones de cooperación entre las delegaciones de la Unión y las misiones diplomáticas y consulares de los Estados miembros en estas materias, como de hecho estipula el art. 35 del TUE⁸⁹⁰.

En otro sentido, y como mencionábamos antes, el Tratado de Lisboa ha incluido el ámbito energético como parte de las materias en las que los Estados miembros y la Unión tendrán competencias compartidas, aportando una nueva base jurídica sobre la cual la Política Energética podrá desarrollarse de manera independiente a otras Políticas comunitarias, como la Política de Competencia, la Política Medioambiental o la Política Comercial⁸⁹¹.

De esta forma, el Tratado permite que, sobre la base de su art. 176 A, se configure una Política Energética Exterior común para la consecución de la seguridad del abastecimiento energético en la Unión, para lo que el Parlamento Europeo y el Consejo establecerán las medidas necesarias para alcanzar los objetivos de la Política Energética, tanto en su dimensión interior como exterior⁸⁹².

⁸⁹⁰ Art. 35.1 del TUE: *“Las misiones diplomáticas y consulares de los Estados miembros y las delegaciones de la Unión en los terceros países y en las conferencias internacionales, así como sus representaciones ante las organizaciones internacionales, cooperarán para garantizar el respeto y la ejecución de las decisiones que establezcan posiciones o acciones de la Unión adoptadas en virtud del presente capítulo.”*

⁸⁹¹ Artículo 4 del TUE y art. 176 A del TFUE.

⁸⁹² En este sentido, véase J.M. Marín Quemada, *“Política energética en la UE: el debate entre la timidez y el atrevimiento”*, Información Comercial Española (ICE), nº 842 (mayo-junio 2008), p. 72.

Por otro lado, como instrumento jurídico para acelerar la toma de decisiones, se permite el uso de la “*cooperación reforzada*”⁸⁹³ en los ámbitos del Mercado Interior de la Energía, la protección del medio ambiente y la construcción de las redes energéticas transeuropeas, de forma que los Estados miembros que lo deseen puedan avanzar hacia normas comunitarias en materia de energía más ambiciosas, superando el bloqueo que podrían representar las demás cuestiones.

Igualmente, por primera vez existe un “*principio de solidaridad*”⁸⁹⁴ en virtud del cual si un Estado miembro atraviesa graves dificultades de suministro energético, los demás le ayudarán a abastecerse. Este principio de solidaridad se ha visto especialmente reforzado tras la aprobación del nuevo Reglamento sobre seguridad de suministro de gas⁸⁹⁵, el cual establece mecanismos transparentes, en un espíritu de solidaridad, para una respuesta coordinada a una situación de emergencia en el ámbito nacional, regional y de la UE. Sin embargo, todavía es pronto para evaluar la efectividad de las nuevas obligaciones impuestas a los Estados miembros en materia de seguridad de suministro de gas.

En cualquier caso, estas nuevas medidas tendrán poca eficacia si no se efectúan las inversiones necesarias para establecer nuevas interconexiones (especialmente en Europa Central y en los países del Mar Báltico), construir nuevas terminales de almacenamiento de GNL y aumentar la capacidad de los gasoductos⁸⁹⁶.

⁸⁹³ A este respecto nos remitimos a lo expuesto en el epígrafe IV.1 de la presente tesis así como a los arts. 326 a 328 del Tratado de Funcionamiento de la UE.

⁸⁹⁴ En el art. 122 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE), relativo a las medidas a adoptar en caso de dificultades graves en el suministro de determinados productos, se ha insertado una referencia al espíritu de solidaridad entre los Estados miembros y, en particular, al ámbito de la energía: “*Sin perjuicio de los demás procedimientos previstos en los Tratados, el Consejo, a propuesta de la Comisión, podrá, con un espíritu de solidaridad entre Estados miembros, acordar medidas adecuadas a la situación económica, en particular si surgieren dificultades graves en el suministro de determinados productos, especialmente en el ámbito de la energía*”.

⁸⁹⁵ Reglamento (UE) n° 994/2010 sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas, y por el que se deroga la Directiva 2004/67/CE del Consejo.

⁸⁹⁶ A este respecto, véase la Comunicación de la CE sobre las Prioridades de las Infraestructuras Energéticas a partir de 2020, de 17 de noviembre de 2010 (Ref. COM (2010) 677 Final) y las conclusiones del Consejo Europeo, de 4 de febrero de 2011, en el que se afirma que “*es necesario un esfuerzo considerable para modernizar y expandir la infraestructura energética europea y para interconectar las redes a través de las fronteras, en sintonía con las prioridades determinadas en la comunicación de la Comisión sobre infraestructura energética. Tales objetivos son determinantes para garantizar que surta efecto la solidaridad entre los Estados miembros, que se implanten realmente rutas alternativas de suministro y tránsito y fuentes de energía alternativas, y que las energías renovables se desarrollen y puedan competir con las energías tradicionales*”.

A esto hay que añadir otros mecanismos de solidaridad existentes y que habría que potenciar para garantizar el abastecimiento en situaciones de crisis, como el Grupo de Coordinación del Gas⁸⁹⁷ o el Foro de Berlín sobre combustibles fósiles⁸⁹⁸.

En el caso del petróleo, el principal mecanismo de solidaridad se coordina a través de la AIE, que establece un sistema de reservas estratégicas de petróleo en coordinación con otros países de la OCDE. Pero a pesar de la valoración positiva de la CE respecto a la eficacia de este sistema, los intercambios de información de los Estados miembros de la UE respecto a la situación de sus reservas pueden ser mejorados⁸⁹⁹.

Por otro lado, cabe recordar que el Tratado de Lisboa reconoce a los Estados la competencia exclusiva para decidir su *mix* energético (a excepción de la cuota de energía procedente de fuentes renovables que debe alcanzar el 20% en 2020), y determina que las decisiones adoptadas en el ámbito comunitario no deben afectar a la elección de un Estado miembro entre las distintas fuentes de energía, ni a la estructura general de su abastecimiento energético. En cualquier caso, antes de abrirse al exterior, la UE debería adoptar una posición común en cuanto a la combinación de sus fuentes de energía, la construcción de nuevas infraestructuras y la cooperación energética con terceros países.

En resumen, la construcción del paradigma exterior de la Política Energética comunitaria se verá beneficiada por el reforzamiento de la Política Exterior de la UE y, en particular, con las nuevas atribuciones concedidas al Alto Representante. La existencia de una sola figura institucional que actúe como portavoz comunitario ayudará a garantizar la continuidad y coherencia de las relaciones con sus interlocutores en un contexto internacional sacudido, con frecuencia, por la inestabilidad en áreas geográficas de las que procede una parte importante del abastecimiento energético europeo o por las que transita su suministro⁹⁰⁰. De hecho, el Consejo Europeo, en su sesión de 4 de febrero de 2011,

⁸⁹⁷ El Grupo de Coordinación del Gas, creado en 2006, ayuda a garantizar la seguridad del suministro de gas natural. Presidido por la Comisión Europea, está compuesto por las autoridades responsables del gas en los Estados miembros, organizaciones europeas de gas natural y consumidores. El Grupo se reúne al menos una vez cada trimestre para intercambiar información y desarrollar medidas que refuercen la seguridad del abastecimiento de gas natural de la UE.

⁸⁹⁸ *European Fossil Fuels Forum*; información disponible en: http://ec.europa.eu/energy/oil/berlin_forum/plenary_meeting_en.htm.

⁸⁹⁹ A este respecto, nos remitimos a lo expuesto en el epígrafe III.1.1.1. de la presente tesis.

invitó al Alto Representante a que tuviera en cuenta los aspectos relacionados con la seguridad energética en el ejercicio de la diplomacia europea que se le ha encomendado, debiéndose reflejar las cuestiones que afectan a la seguridad energética en la Política de Vecindad de la UE⁹⁰¹.

Y, por tanto, a la vista de lo expuesto en el presente capítulo, podemos concluir afirmando que, en el ámbito de las relaciones internacionales de la Unión Europea, la energía y, en particular, la seguridad de abastecimiento energético, deben ser aspectos a tener en cuenta de forma permanente. Para ello es necesario que la Unión sea capaz de alcanzar una posición común que refuerce su papel en el ámbito internacional, le de credibilidad y le permita garantizar su abastecimiento energético.

Para construir una Política Energética Exterior que sea efectiva es necesario que, a su vez, sea coherente (se encuentre respaldada por los Estados miembros y que esté en consonancia con los objetivos de las distintas políticas comunitarias y, en particular, la Política Exterior de la UE, como la democracia, el Estado de Derecho, y el respeto de los Derechos Humanos), estratégica (que tenga en cuenta los diversos factores geopolíticos que afectan a la seguridad energética en un contexto global) y concreta (que contenga objetivos específicos que le permita obtener beneficios tangibles en pro de sus intereses)⁹⁰².

Como decíamos, el primer paso hacia la supranacionalidad es el establecimiento de unos objetivos claros y comunes y la aportación de los medios necesarios para una coordinación efectiva. Aunque sea necesario un mayor consenso y esfuerzo, tanto por los Estados miembros como las instituciones europeas para llevarlos a cabo, la UE ha señalado entre sus objetivos e instrumentos principales los siguientes:

⁹⁰⁰ Algunos autores consideran que existen más inconvenientes que ventajas en el hecho de que una sola figura institucional, como el Alto Representante, aúne competencias como Vicepresidente de la Comisión Europea y como máximo representante de la Política Exterior comunitaria. A este respecto, véase: J.M. de Areilza, P. Isbell, J. Noya, *“Europa después de Europa”*, Academia Europea de Ciencias y Artes, Madrid, 2010, pp. 442-445; G. Grevi, *“Making EU strategic Partnerships effective”*, Working Paper nº 105, FRIDE, December 2010, p. 16.

⁹⁰¹ Documento de conclusiones del Consejo Europeo de 4 de febrero de 2011, p. 4 (Ref. EUCO 2/1/11 REV 1).

⁹⁰² En este sentido, véase: Paper from Commission/SG/HR for the European Council, *“An external policy to serve Europe’s energy interests”*. May 2006.

1. Profundizar las relaciones energéticas con los vecinos de la UE, tanto en el ámbito de la nueva Política Europea de Vecindad (PEV)⁹⁰³ como en el nuevo acuerdo de asociación con Rusia como principal proveedor energético, que le permita conseguir relaciones más sólidas y amplias y crear una “*comunidad paneuropea de la energía*” que facilite el desarrollo de las nuevas infraestructuras⁹⁰⁴. En los últimos años, la UE ha dedicado importantes esfuerzos para ampliar su mercado de energía, incentivando a los países de su entorno a actuar conforme a principios y reglas comunes derivadas de la Política Energética de la UE, y que permita alcanzar en un futuro un verdadero mercado paneuropeo y mediterráneo más abierto y transparente. El establecimiento de una auténtica asociación ofrecería seguridad y previsibilidad a todos los actores implicados, y allanaría el camino para realizar inversiones a largo plazo.

2. Reforzar las relaciones con los principales países consumidores de energía, en particular con EEUU⁹⁰⁵, China y la India, que permita la promoción de mercados energéticos mundiales abiertos y competitivos, la cooperación en la regulación, la investigación y la eficiencia energética. A este respecto, el PE en su Resolución “*Hacia una nueva estrategia energética para Europa 2011-2020*”⁹⁰⁶ de 25 de noviembre de 2010, aboga por coordinar, a escala europea, las decisiones tomadas por los Estados miembros y les pide que identifiquen las mejores prácticas a nivel internacional y refuercen la cooperación tecnológica con esos países que permita el intercambio de información y de experiencias en este ámbito. En este sentido, es necesario que la investigación en el sector energético contribuya no sólo a la reducción de las emisiones de gases de efecto

⁹⁰³ El desarrollo de la nueva concepción de la PEV forma parte del programa de trabajo de la CE para 2012, publicado a finales de noviembre de 2011, y que se encuentra disponible en: http://ec.europa.eu/atwork/programmes/index_en.htm

⁹⁰⁴ A este respecto nos remitimos a lo expuesto sobre ambos aspectos en el Capítulo IV de la presente tesis.

⁹⁰⁵ Como ponía de manifiesto el Presidente Barack Obama en su Discurso sobre el Estado de la Nación en enero de 2011, “*Necesitamos apoyar esta innovación. Y para ayudar a pagarla, le estoy pidiendo al Congreso que elimine los miles de millones de dólares de los contribuyentes que actualmente les damos a las compañías petroleras. No sé si se han dado cuenta, pero les está yendo muy bien solas. Entonces, en vez de subsidiar la energía del pasado, invirtamos en la de mañana. Ahora bien, los avances en energía limpia sólo se convertirán en empleos de energía limpia si las empresas saben que habrá un mercado para lo que están vendiendo. Por lo tanto, esta noche les desafío a que se sumen a mí para fijar un nuevo objetivo: para el 2035, 80% de la electricidad Estados Unidos provendrá de fuentes de energía limpia. Ciertas personas quieren energía eólica y solar. Otras quieren energía nuclear, carbón no contaminante y gas natural. Para alcanzar este objetivo, necesitaremos de todos, e insto a los demócratas y republicanos a que colaboren para hacer que esto suceda.*”. Fuente: El discurso completo de Barack Obama sobre el Estado de la Nación, publicado por el diario La Vanguardia, el 26 de enero de 2011.

⁹⁰⁶ Ref. 2010/2108 (INI).

invernadero y a garantizar la seguridad del suministro, sino también a mejorar la competitividad de la industria europea en el ámbito del denominado SET Plan⁹⁰⁷. Y para asegurar una transferencia de tecnologías eficiente y equitativa, es necesario que la UE consensue con sus socios comerciales internacionales distintas vías de apertura del comercio para las tecnologías sostenibles, con el objetivo de eliminar las barreras arancelarias a largo plazo.

3. Fortalecer el diálogo y las relaciones con los principales productores de energía, a través de la OPEP y del Consejo de Cooperación del Golfo (CCG). En la misma Resolución antes citada, el PE señala la necesidad de que las redes de energía que entren en el territorio de la Unión Europea se rijan por acuerdos intergubernamentales transparentes y estén sujetos a las normas del Mercado Interior, tales como el acceso de terceros, las cláusulas de destino, la supervisión de la asignación y la gestión de las congestiones, la duración de los contratos y las cláusulas de compra garantizada. Además, es necesario que los contratos de aprovisionamiento a largo plazo se basen en relaciones duraderas basadas en la confianza entre los países que exportan recursos energéticos y los que los consumen, esencial para garantizar las inversiones necesarias. La UE debe insistir en un mayor respeto de las normas y principios vigentes de la OMC, en particular, en materia de apertura de los mercados, la competencia, las inversiones y la convergencia de la reglamentación sobre temas como el tránsito y el acceso a los gasoductos y oleoductos.

4. Reducir los efectos de potenciales crisis de abastecimiento de energía a través de la puesta en marcha de mecanismos de solidaridad entre los Estados miembros, la modernización y el refuerzo de las interconexiones transfronterizas, la prevención de ataques a infraestructuras críticas situadas fuera de las fronteras comunitarias y la diversificación de las fuentes de aprovisionamiento de energía, promoviendo la negociación de los acuerdos de aprovisionamiento de forma conjunta bajo el paraguas comunitario.

5. Promover el desarrollo sostenible, la solidaridad y la innovación tecnológica en los foros internacionales y, en particular, en los Estados en vías de desarrollo contribuyendo a aumentar sus recursos de producción y exportación y, en paralelo,

⁹⁰⁷ Para más información sobre el SET-Plan, véase: <http://setis.ec.europa.eu/>

favoreciendo los intereses comunitarios en lo que se refiere a la diversificación de fuentes y a la mayor disponibilidad de recursos energéticos. La lucha contra el cambio climático se ha convertido en el problema transnacional por excelencia, aspirando la UE a convertirse en un líder internacional en este ámbito. La promoción de proyectos de energías renovables y de microgeneración, por ejemplo, podrían ayudar a estos países a reducir su dependencia respecto del petróleo importado, y la aplicación de mecanismos de desarrollo limpio (MDL) del protocolo de Kioto podrían estimular las inversiones destinadas a esos proyectos energéticos en los países en desarrollo. Además, si estos países disminuyesen su consumo de combustibles fósiles, esto redundaría también en beneficio de la seguridad del abastecimiento energético de Europa.

6. Promover los instrumentos financieros y fomentar las inversiones en activos energéticos. Como ponía de manifiesto la CE en su Comunicación sobre *“Las prioridades de la infraestructura energética a partir de 2020 – Esquema para una red de energía europea integrada”*⁹⁰⁸, de 17 noviembre de 2010, el volumen de fondos privados y públicos invertidos en el sector energético comunitario ha disminuido sustancialmente como consecuencia de la crisis financiera y energética. Esto ha provocado un déficit de inversión en infraestructuras y en investigación en el sector energético europeo que requerirá inversiones cercanas a un billón de euros para cubrir la demanda de energía prevista y sustituir la infraestructura obsoleta. Para que esto sea viable, es necesaria una mayor cooperación con el BEI y el BERD y el establecimiento de nuevos fondos comunitarios de ayuda financiera como el nuevo Fondo Europeo de Eficiencia Energética (constituido el 1 de julio de 2011) o reforzar el Fondo de Inversión de Vecindad⁹⁰⁹, que permita mejorar las condiciones para las inversiones en proyectos internacionales y establecer un marco jurídico claro y transparente.

7. Aprovechar los nuevos mecanismos de Política Exterior del Tratado de Lisboa para integrar los objetivos de la Política Energética comunitaria en el diálogo exterior de la Unión. El diseño de una Política Energética Exterior común permitiría una mayor integración de los objetivos energéticos en las relaciones con terceros países y así contar

⁹⁰⁸ Ref. COM (2010) 677 final.

⁹⁰⁹ En este sentido, la CE anunció en su última Comunicación sobre la PEV titulada *“A New Response to a Changing Neighbourhood”* de 25 de mayo de 2011 una dotación económica de 1.242 millones de Euros adicionales a los ya previstos 5.700 millones de Euros del ENPI para el periodo 2011-2013.

con entornos regulatorios armonizados y compatibles con otros países exportadores e importadores de energía. Asimismo, esto ayudaría a reforzar la posición de la UE en foros multilaterales como Naciones Unidas, la Agencia Internacional de la Energía (AIE), el G8 y el G20, y hacer frente a retos energéticos y medioambientales como el cambio climático, la eficiencia energética y las fuentes de energía renovable, la investigación y el desarrollo de nuevas tecnologías.

8. Los objetivos que rijan la nueva Política Energética Exterior común deben respetar los tres grandes pilares sobre los que se sustenta la Política Energética comunitaria como son la competitividad, la sostenibilidad y la seguridad de suministro. La competitividad implica que las acciones en Política Energética Exterior resulten beneficiosas para los consumidores europeos, para la creación de un Mercado Interior de la Energía y para la economía europea en general, de forma que contribuyan a fomentar el liderazgo europeo en el desarrollo de las tecnologías energéticas en el ámbito internacional. Por su parte, la sostenibilidad persigue como prioridad fomentar el ahorro y la eficiencia energética para disminuir la demanda de energía, y conseguir que Europa lidere los esfuerzos mundiales para detener el cambio climático y mejorar la calidad ambiental. Mientras que la seguridad de abastecimiento implica la lucha por reducir la demanda, diversificar las fuentes de aprovisionamiento, y fomentar el uso de recursos energéticos autóctonos, renovables y competitivos⁹¹⁰.

En conclusión, la UE y sus Estados miembros deben perseguir estas metas de forma unánime, forjando asociaciones eficaces que permitan plasmarlas en una Política Exterior significativa. Sin duda alguna, la energía debe convertirse en un elemento clave de todas las relaciones exteriores de la UE. Se trata de un factor crucial para la seguridad geopolítica, la estabilidad económica, el desarrollo social y los esfuerzos internacionales en la lucha contra el cambio climático. Esto significa la ampliación del ámbito geográfico y la intensificación de la naturaleza de esas relaciones, partiendo de acuerdos provistos de sólidas disposiciones en materia energética.

⁹¹⁰ En cuanto al dilema de sostenibilidad versus seguridad de suministro véase: P. Isbell, *“La trampa de los recursos: energía y cambio climático”*, Europa después de Europa, Academia Europea de Ciencias y Artes, Madrid, 2010, pp. 207-209.

CONCLUSIONES

1º Cuando se analizan las relaciones energéticas se aprecia que, en algunos aspectos, son bilaterales y, además, antagónicas entre unos países productores de crudo y gas (que generalmente realizan una gestión económicamente ineficiente de sus recursos naturales) y unos países consumidores (cuyas economías y poblaciones dependen en exceso de estos recursos). Así, energéticamente, el mundo se puede entender que es dicotómico: hay unos países que venden hidrocarburos y otros que lo compran.

El debate de la interdependencia existente entre países productores y consumidores de energía no es algo nuevo, si bien ha resurgido recientemente con más fuerza debido a la presión que ejerce la gran oscilación de los precios de la energía sobre la economía mundial. En este sentido, según el presente escenario energético internacional debemos tener en cuenta nuevos actores que interactúan en el sistema energético global y condicionan el devenir de esta relación dicotómica, como son los países de tránsito, las empresas energéticas y los nuevos países emergentes (que desequilibran fuertemente la balanza energética por el lado de la demanda). La dinámica que finalmente adquieran estas relaciones de poder dependerá, por un lado, de la capacidad de cada una de las partes para lograr una mayor diversificación, a medio y largo plazo, en sus respectivas alternativas energéticas (y así reducir su vulnerabilidad y aumentar la flexibilidad energética) y, por otro lado, de las relaciones de cooperación y de entendimiento en materia de energía que se establezcan entre ellos.

2º La conjunción de precios al alza de los hidrocarburos y el deterioro de la situación geopolítica internacional, especialmente en regiones y países de especial relevancia en el mercado del gas y del petróleo (tanto productores como países de tránsito), ha generado cierta sensación de urgencia en los gobiernos de los países consumidores por afrontar los retos relacionados con la seguridad energética sin, en ocasiones, realizar un análisis crítico para determinar los factores que han conducido a esta situación. Además, este análisis apresurado hace que, a menudo, se utilice un concepto impreciso de la seguridad energética, más centrado en la dependencia (que tiende a

primar una visión a corto plazo) a expensas de un enfoque a más largo plazo, basado en reducir la vulnerabilidad y aumentar las interconexiones de las redes energéticas.

El término de “*seguridad energética*” debe conceptuarse en un sentido multidimensional en el que se tengan en cuenta los aspectos geopolíticos, económicos, técnicos, sociales y medioambientales que conforman esta realidad. Asimismo, es determinante el enfoque temporal que se considere, ya que de ello dependerán las medidas a adoptar para reducir el impacto de las interrupciones puntuales en el suministro o el repunte de los precios (en el caso del corto plazo) o para asegurar la disponibilidad de flujos de energía de manera compatible con un desarrollo económico sostenible (en el medio y largo plazo). En cualquier caso, conviene tener presente que la situación de vulnerabilidad en la que se encuentran, en términos generales, la mayor parte de los países consumidores en la actualidad se basa, entre otros, en los siguientes motivos: el reducido número de países del que proceden sus importaciones energéticas; la competencia cada vez más acuciada entre los propios países consumidores incapaces de contener sus necesidades energéticas; y el importante resurgimiento económico que han experimentado los países productores como consecuencia de los altos precios de los hidrocarburos.

3º La seguridad a largo plazo del suministro mundial de hidrocarburos no está asegurada y, por tanto, existe el riesgo de que se produzca una importante crisis energética mundial en un futuro, con un escenario de precios muy elevados. No obstante, esta crisis energética presentaría unas características distintas a otras crisis energéticas acontecidas en el pasado, cuyo origen se encontraba en la cartelización del precio de los hidrocarburos. En esta ocasión, se trataría, principalmente, de una crisis de demanda provocada, entre otros aspectos, por el fuerte crecimiento de la renta mundial y, en consecuencia, de la demanda energética global.

Actualmente, los países con mayores reservas geológicas están dando muestras de no estar dispuestos a aumentar su capacidad de producción a un nivel compatible con la tendencia creciente del consumo mundial, debido a que no consideran que hacerlo vaya en favor de sus intereses, prefiriendo conservar dicha capacidad para obtener futuras fuentes de ingresos, que no necesitan a corto plazo. Aunque los recursos geológicos son probablemente mayores de lo que afirman algunos analistas, existe un consenso cada vez

más general de que la producción global de crudo sólo puede superar con dificultad los 100 millones de barriles diarios (la cifra actual es de 87 millones), mientras que una extrapolación de la tendencia de las necesidades lleva a una cifra para la demanda de aproximadamente 120 millones de barriles/día para 2030 (AIE, World Energy Outlook). En el caso del gas natural, la situación es similar: los países productores y, en concreto, los tres mayores productores, Rusia, Irán y Qatar, que juntos acumulan el 56% de las reservas mundiales (según fuentes de BP), no quieren o no pueden invertir unas cantidades suficientes para igualar la tendencia creciente de la demanda. Otros países productores (como Noruega y Argelia) ya están mostrando síntomas de dificultades de naturaleza geológica con respecto a aumentar su producción.

4º El alto porcentaje de dependencia energética del exterior que sufre la Unión Europea (el 50% de la energía que consume en la actualidad y que según la AIE podría llegar al 70% en el año 2030) es frecuente motivo de preocupación para los gobiernos de los Estados miembros. No obstante, debe tenerse en cuenta que sería inviable alcanzar una situación de autoabastecimiento energético en un territorio con una alta densidad de población y una economía tan industrializada como la europea. En este sentido, la dependencia energética no representa en sí misma un obstáculo insalvable, si bien existen otros riesgos en los que se requieren mayores esfuerzos conjuntos por parte de los Gobiernos nacionales de los países comunitarios, como son el bajo nivel de las inversiones en los sectores energéticos, la escasa diversificación de las fuentes de aprovisionamiento, la falta de flexibilidad de los mercados o la falta de transparencia de los mercados energéticos nacionales, entre otros.

En una economía global abierta como la europea, la importación de energía no constituye un problema en sí mismo; la denominada “*independencia energética*” no sólo es inalcanzable para la mayor parte del mundo desarrollado sino que, además, existe el peligro de que el uso de la dependencia de las importaciones como criterio pueda dar lugar a decisiones que sean ilógicas con respecto al crecimiento económico o a la protección del medio ambiente. Además, la experiencia más reciente de los apagones eléctricos acontecidos en Europa ha puesto de relieve la existencia de importantes “*cuellos de botella*” en el comercio transfronterizo de energía que dificultan cualquier acción común entre los Estados miembros en casos graves de interrupción de suministro en el ámbito intracomunitario. En este sentido, es esencial clarificar el marco regulatorio y el régimen

de competencia aplicable a las inversiones, con el fin de asegurar la instalación de nueva generación allí donde es necesario, mejorar las infraestructuras de red, reforzar la interconexión con países no comunitarios y desarrollar aquellas infraestructuras consideradas “prioritarias” para la importación de energía. Sin embargo, y respecto a este último inciso, cabe precisar que cualquier nueva infraestructura que se pretenda desarrollar fuera del territorio comunitario debe relegarse a solventar previamente los problemas de las interconexiones intracomunitarias.

Así, un tema crucial para la integración de los mercados en la UE, al que el *Tercer Paquete* de energía da un gran impulso, es el de la regulación transfronteriza en las interconexiones y, en particular, el de la cooperación regional entre reguladores. Hasta ahora, la cooperación transfronteriza se ha venido haciendo de forma básicamente voluntaria, a través de las iniciativas o mercados regionales creados por los Gobiernos (como en el caso del MIBEL) o bien por los reguladores de energía (como el proceso comunitario de las Iniciativas Regionales que subdividía el mercado energético europeo en siete regiones para la electricidad y tres para el gas). Ahora, la cooperación transfronteriza se convierte en obligatoria y se materializará en las denominadas Directrices Marco y Códigos de red. Con esto, se persigue implantar, a nivel europeo, una regulación de detalle en temas como la asignación de capacidades a plazo en las interconexiones o el acoplamiento de mercados diarios e intradiarios entre países limítrofes, siendo éste un aspecto esencial en la integración de mercados en la UE. Además, la recién creada Agencia para la Cooperación de los Reguladores Europeos (ACER) coordinará el proceso de integración, disponiendo de ciertos poderes de arbitraje en las fronteras para poder dirimir las controversias que surjan sobre aspectos transfronterizos.

Por otro lado, la escasa diversificación de las fuentes de aprovisionamiento sitúa al continente europeo en una difícil posición negociadora frente a sus proveedores energéticos actuales. A este respecto, sería necesario fomentar la diversidad tanto en lo que se refiere a la procedencia como al proveedor, la ruta y el método de transporte.

Por último, la falta de transparencia y la escasez de información pública sobre la capacidad disponible hacen aumentar la sensación de inseguridad al desconocerse la disponibilidad real de los suministros presentes y futuros. En este sentido, las nuevas disposiciones comunitarias que se encuentran en curso en el ámbito de la Directriz Marco

de Asignación de Capacidad (CAM) y su correspondiente código de red, las nuevas reglas de transparencia adoptadas en el Reglamento para promover la integridad y transparencia en los mercados de energía (REMIT) y las nuevas Directrices sobre los procedimientos de gestión de congestiones (CMPs) en los mercados europeos del gas y la electricidad, establecerán los requisitos mínimos en cuanto a las obligaciones de información aplicables a todas las empresas energéticas europeas, con el fin de equiparar las condiciones de acceso al mercado para todos los agentes y así lograr una competencia efectiva.

5º El primer logro que se debe alcanzar en el proceso puesto en marcha por las instituciones comunitarias para mejorar la situación de inseguridad energética en la que se encuentra Europa, es que los Estados miembros consigan “hablar con una sola voz”, no sólo en cuanto al diálogo exterior con los países productores de energía, sino también en cuestiones que afectan a la construcción del Mercado Interior de la Energía.

La falta de consenso en los asuntos energéticos entre los Estados miembros se pone de manifiesto a diario a la hora de adoptar decisiones comprometidas en el seno de las instituciones comunitarias. Tan solo en los últimos meses, hemos asistido a la inauguración por los Gobiernos de Rusia y Alemania del gasoducto *Nord Stream* y al cambio unilateral del mix energético alemán al interrumpir su política nuclear (con sus consecuentes repercusiones en los mercados eléctricos de los países vecinos); al apoyo por parte de distintas compañías energéticas europeas a proyectos de gasoductos rivales en la política de diversificación de los aprovisionamientos de gas de la UE; a las fuertes discrepancias surgidas en el seno del PE en el ámbito del proyecto de Directiva de Eficiencia Energética y, en particular, el carácter vinculante de sus objetivos; a la falta de una respuesta única y coordinada ante las amenazas del gobierno iraní en cuanto al cierre del Estrecho de Ormuz, la interrupción del suministro de crudo a algunos Estados miembros de la UE y las consecuencias energéticas derivadas de las revueltas árabes; y a la ausencia de un análisis común y coherente en el ámbito comunitario sobre las implicaciones que la actual crisis financiera puede tener en la implantación del nuevo paquete comunitario de Prioridades de la Infraestructura Energética a partir de 2020, así como en otras iniciativas más generales, como la nueva Estrategia Energética Europea para 2020 o la Hoja de Ruta de Energía para 2050.

Al analizar la seguridad energética en el ámbito intracomunitario, los Estados se escudan en la concepción de la “*seguridad energética*” como bien estratégico para justificar la maximización de la seguridad energética nacional, en detrimento de la seguridad energética en el espacio económico comunitario al que pertenecen, lo cual constituye un obstáculo añadido a la ya difícil tarea de la construcción del Mercado Interior de la Energía. En este sentido, es necesario garantizar el suministro de cada zona geográfica comunitaria y, para ello, debe adoptarse un plan de interconexiones energéticas que permita crear un sistema logístico maximizado, y realizar una gestión eficiente del almacenamiento de las reservas estratégicas, con el fin de poder hacer frente a posibles desajustes que se produzcan en el mercado. Además, es prioritario promover la inversión en capacidad de generación y en infraestructuras energéticas que van quedando obsoletas, no sólo para garantizar el buen funcionamiento de las mismas sino también para satisfacer la creciente demanda de energía.

Asimismo, los aspectos financieros relativos a las infraestructuras energéticas trans-europeas han cobrado gran relevancia en los últimos meses, no sólo por la mejora de la competitividad que conllevará su desarrollo sino también al constituirse como un verdadero instrumento para la recuperación económica de Europa al destinar hasta 2.300 millones de euros para la construcción y refuerzo de las interconexiones de electricidad y gas, 1.050 millones para la captura y almacenamiento de emisiones de carbono y 565 millones para proyectos de energía eólica *offshore*⁹¹¹. Esta financiación se ha canalizado, básicamente, a través del Banco Europeo de Inversión que, desde 2009, ha incluido a los proyectos energéticos entre sus objetivos prioritarios como medidas de recuperación económica.

Por otro lado, es preciso armonizar las normas relativas a los poderes y a la independencia de los reguladores nacionales de energía, con el fin de dotar a éstos de competencias para promover el desarrollo del Mercado Interior de la Energía, y no sólo el desarrollo efectivo de su mercado nacional. Es evidente que las compañías energéticas, los gobiernos y los reguladores nacionales serán los responsables en última instancia de construir las infraestructuras, establecer los incentivos y supervisar el buen funcionamiento

⁹¹¹ Reglamento (CE) n° 663/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, por el que se establece un programa de ayuda a la recuperación económica mediante la concesión de asistencia financiera comunitaria a proyectos del ámbito de la energía. Publicado en DO L200, 31.7.2009.

de los mercados de energía. El ya citado *Tercer Paquete* de energía establece claramente que la regulación de los mercados debe estar fuera del alcance de cualquier interés económico y político, lo que es necesario para crear un clima estable y predecible para los inversores. A este efecto, los reguladores de energía nacionales, dentro de su campo de actuación, deben tener los poderes necesarios para tomar decisiones que no estén sometidas a revisión por sus gobiernos nacionales. Por supuesto, recíprocamente, los reguladores deben actuar en base a criterios estrictamente profesionales, siguiendo las directrices marcadas por la Política Energética y conforme a criterios de mercado.

6º La seguridad energética de los Estados miembros se encuentra comprometida por las tensiones que surgen entre los intentos (con frecuencia fallidos) por parte de las autoridades comunitarias a la hora de negociar con los países productores de energía y las relaciones bilaterales que mantienen los Estados miembros con sus principales proveedores. En este sentido, sería deseable un incremento de las competencias legales de la Unión Europea para poder actuar con más amplitud en asuntos de energía en el ámbito extracomunitario de forma que, sin inferir en las competencias reservadas a los Estados miembros en esta materia, permita una mayor coordinación y unificar criterios entre los Estados miembros, así como reforzar la posición negociadora de los países de la Unión frente a los principales productores de energía⁹¹².

Parece que el nuevo artículo 176 A, incorporado por el Tratado de Lisboa, puede servir como base jurídica para la construcción definitiva de la Política Energética comunitaria, si bien habrá todavía que esperar para comprobar el uso que hacen del mismo las instituciones comunitarias a la hora de legislar las diversas cuestiones del ámbito energético.

Esta “*europeización*” de la Política Energética Exterior presenta una doble dimensión; por un lado, una dimensión interna que tiende a una progresiva convergencia

⁹¹² El Consejo de la UE ha reconocido la necesidad de involucrar a la CE en la negociación de aquellos acuerdos de aprovisionamiento de energía con terceros países que requieran una posición común a nivel comunitario por su repercusión en el funcionamiento del Mercado Interior de la Energía, si bien condicionándolo a la petición de los propios Estados miembros involucrados en el proceso. A este respecto, véase: Council of the European Union, “*Council conclusions on strengthening the external dimension of the EU energy policy*”. Brussels, 24 November 2011, p. 3.

de las Políticas Energéticas llevadas a cabo por los Estados miembros con terceros países; y, por otro lado, una dimensión externa, que persigue una extensión del acervo comunitario a los países vecinos, especialmente a los de tránsito, pero también, y en la medida de lo posible, a los países productores de energía.

La UE debe participar, de algún modo, en el proceso de negociación de acuerdos intergubernamentales que incidan en la seguridad de suministro comunitario, al entender que sólo así se pueden reducir los riesgos que dificultan la construcción de infraestructuras consideradas estratégicas en países cuyos marcos regulatorios carecen de la suficiente estabilidad para ello⁹¹³. Esto es especialmente relevante en lo que afecta a la puesta en marcha de nuevas infraestructuras que formen parte de los corredores energéticos definidos por la UE para diversificar el aprovisionamiento energético comunitario. El futuro *Corredor Meridional*, y la construcción del gasoducto *Nabucco*, son considerados proyectos prioritarios en este sentido, y la UE debe actuar como mediador para neutralizar las posibles rivalidades políticas que puedan surgir entre los principales proyectos de infraestructuras de energía internacionales que aspiran a formar parte del mismo. Incluso algunas voces apuntan a la necesidad de que la UE instaure un procedimiento de concurrencia a nivel comunitario que centralice la adquisición de materias primas energéticas y que permita aprovechar las sinergias de las compras a gran escala⁹¹⁴.

⁹¹³ Un ejemplo reciente en este sentido es la autorización otorgada por el Consejo a la Comisión el 12 de septiembre de 2011 para negociar un acuerdo intergubernamental con Turkmenistán y Azerbaiyán para diseñar el gasoducto *Trans-Caspiano*. Este gasoducto submarino pretende conectar Turkmenistán con Bakú (Azerbaiyán), bajo el Mar Caspio, con el gasoducto ya existente que llega hasta Erzurum (Turquía), en donde conectaría a su vez con el futuro gasoducto *Nabucco*, como parte del Corredor Meridional que permitirá transportar gas a Europa procedente de Asia Central. Por su parte, las autoridades comunitarias se han mostrado a favor de invitar a estas negociaciones al gobierno de Kazajastán, con el fin de ampliar el círculo de socios energéticos en la región, y se espera culminar las negociaciones a mediados de 2012.

Esta iniciativa pionera por parte del Consejo podría extrapolarse a otros ámbitos como la región del Mediterráneo, en la que la participación de la CE en las negociaciones con gobiernos como el de Marruecos, Argelia o Túnez serviría para dotar de seguridad jurídica y política la realización de inversiones en infraestructuras que supongan el respaldo definitivo al despliegue de las energías renovables en la región.

A este respecto, véase: EU Energy, “*EU wants Kazakhstan to join trans-Caspian pipeline Project*”, Issue 267, October 7, 2011; Interfax Global Energy Services, “*EC predicts Trans-Caspian pipeline decision by June*”, 25 January 2012 y la nota de prensa de la CE de fecha 12/09/2011, “*EU starts negotiations on Caspian pipeline to bring gas to Europe*”, disponible en: <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/11/1023&format=HTML&aged=0&language=en&guiLanguage=en>;

⁹¹⁴ Una experiencia piloto en este sentido es el *Caspian Development Corporation (CDC)*, un mecanismo de compra en bloque de gas del Caspio, propuesto por la CE, que permite a las empresas energéticas europeas defender sus intereses de forma conjunta a la hora de negociar sus contratos de aprovisionamiento de gas con Turkmenistán, simplificar los procedimientos que conllevan las operaciones con multitud de compradores y

Asimismo, como parte del principio de solidaridad que deben regir las relaciones entre los Estados miembros en materia de energía, sería necesario complementar los requerimientos legales que el *Tercer Paquete* impone a los Estados miembros sobre notificación de los acuerdos de gas y hacerlo extensivo a otros ámbitos del sector energético, promoviendo un mecanismo de intercambio de información de carácter vinculante entre los propios Estados miembros y las autoridades comunitarias sobre acuerdos nacionales suscritos con proveedores de energía que afecten, de alguna manera, al Mercado Interior de la Energía y condicione las relaciones energéticas con estos países a nivel comunitario.

Un primer paso en esta dirección es la propuesta de Decisión de la CE, de 7 de septiembre de 2011, en la que se establece un mecanismo de intercambio de información de carácter obligatorio (es decir, de control de compatibilidad con el acervo comunitario por parte de la CE) entre los Estados miembros sobre acuerdos intergubernamentales que se encuentren vigentes o en proceso de negociación, y que tengan incidencia en el “*abastecimiento de gas, petróleo o electricidad a través de infraestructuras fijas -como gasoductos, oleoductos o redes- o en la cantidad global de energía importada en la UE*”⁹¹⁵. Cuestión que quedaba pendiente de definición, y que la CE no resolvía en su propuesta, es la de aquellos supuestos en los que algún Estado miembro o la propia CE se opusieran a algún acuerdo pendiente de negociar por un Estado miembro o cuando existieran conflictos de intereses entre acuerdos ya suscritos entre varios Estados miembros con un mismo suministrador externo. El PE ya ha avanzado en este sentido al precisar que la CE tendrá que analizar la citada compatibilidad en un plazo de dos meses y, en caso de disconformidad, emitir una opinión jurídica al respecto pudiendo llegar incluso a vetar el mismo.

reforzar su posición negociadora frente a un mismo proveedor. Sin embargo, esta iniciativa no ha estado exenta de críticas al considerar que podría vulnerar los principios de mercado.

⁹¹⁵ El Consejo de la UE se ha mostrado a favor de esta propuesta encargando a la CE la implantación de una herramienta electrónica que, preservando la confidencialidad de aquellos datos considerados “sensibles”, permita el intercambio de información entre las autoridades comunitarias y los Estados miembros sobre programas, proyectos y acciones llevadas a cabo por la UE, instituciones financieras o los propios Estados miembros en cooperación con terceros países. A este respecto, véase: Council of the European Union, “*Council conclusions on strengthening the external dimension of the EU energy policy*”. Brussels, 24 November 2011, p. 3.

7º Entre la multitud de medidas propuestas por las instituciones comunitarias para mejorar el nivel de seguridad energética en Europa destacaría aquellas dirigidas a promover políticas destinadas a obtener una mayor eficiencia energética, conseguir un mejor uso de las fuentes de energía comunitarias y tratar de alcanzar una mayor diversificación de las fuentes de aprovisionamiento energético.

Hacer realidad el axioma “*producir más, consumir menos*” sólo es posible a través de la puesta en marcha de planes de acción dirigidos a mejorar el rendimiento y promover el ahorro energético, con el fin último de garantizar la consecución de los objetivos climáticos y energéticos al menor coste posible (realizando especial hincapié en las medidas a aplicar en los edificios, aparatos eléctricos y en el sector transporte), reducir la dependencia de los combustibles fósiles y las importaciones, promover el desarrollo sostenible y mejorar la innovación tecnológica y la competitividad de la industria europea.

En el ámbito de la eficiencia energética, hay que destacar el paso al frente dado por la CE con su propuesta de Directiva en la que se fija como objetivo la reducción del consumo de energía primaria en un 20% para el año 2020 (respecto al escenario tendencial), con el fin último de lograr en esa fecha un ahorro en la factura energética de la UE de hasta 200.000 millones de euros, la creación de hasta dos millones de puestos de trabajo y dar un impulso a las políticas comunitarias y nacionales de I+D, así como a la internacionalización de la industria europea. En el texto propuesto se incluyen mecanismos para ayudar a los Estados miembros a incrementar sus esfuerzos para conseguir un uso más eficiente de la energía en la transformación y distribución de la energía (planes de eficiencia energética, obligaciones en materia de cogeneración); la adopción de medidas sectoriales en el sector público, la industria, los hogares, etc.; la mejora de la información y la prestación de los servicios energéticos en función de las necesidades de los consumidores; y la mejora de la competitividad de las empresas (incentivos para PYMES, difusión de buenas prácticas, auditorías energéticas obligatorias...).

Las medidas económicamente rentables que puedan adoptarse para fomentar el desarrollo y uso de los recursos intra-comunitarios deberían constituir un elemento importante del plan de actuación de la UE en pro de la seguridad y la solidaridad en el sector de la energía. En particular, aquellas encaminadas a lograr un mayor desarrollo de energías renovables (tales como la energía eólica, la energía solar, la energía hidráulica, la

energía de la biomasa y los recursos marinos), el uso no contaminante de combustibles fósiles (con la construcción de centrales de alto rendimiento que dispongan de forma generalizada de sistemas de captura y almacenamiento de carbono), un mayor acceso a los combustibles fósiles endógenos de la UE de forma rentable y compatible con la protección del medio ambiente y la producción combinada de calor y electricidad a partir de energías renovables, deben constituir una prioridad a implantar en las ciudades europeas⁹¹⁶.

8º En cuanto al marco jurídico comunitario vigente en materia de reservas estratégicas de energía, sería necesario armonizar los requisitos a cumplir por los Estados de la UE con las obligaciones impuestas a los Estados adheridos al sistema de la Agencia Internacional de Energía, con el fin de ser capaces de dar una respuesta coordinada y global en casos de crisis de abastecimiento energético.

El sistema de reservas estratégicas de petróleo de la UE, que se coordina eficazmente a través de la AIE en coordinación con las reservas de otros países de la OCDE, es satisfactorio y debe mantenerse. Sin embargo, podrían adoptarse determinadas medidas con el fin de mejorar la forma en que la UE lleva a cabo su contribución a este mecanismo, con el fin de aumentar la fiabilidad y transparencia de las reservas disponibles, simplificar la aplicación de las normas y su control, y aclarar los procedimientos aplicables en casos de emergencia.

La entrada en vigor de la Directiva 2009/119/CE del Consejo, de 14 de septiembre de 2009, ha supuesto una mejora de los mecanismos de seguridad de suministro en los Estados miembros de la Unión. Esta norma comunitaria ha ampliado los requerimientos de información, ha propiciado la creación de agencias estatales y, lo más relevante, ha modificado los criterios de contabilización para acercarlos a los de la AIE, evitando así la duplicidad de acciones de aquellos países de la UE que también son miembros de la Agencia.

⁹¹⁶ Para un análisis completo de esta cuestión véase la iniciativa comunitaria “*Smart Cities & Communities Initiative*”, cuya información se encuentra disponible en: http://ec.europa.eu/energy/technology/initiatives/smart_cities_en.htm

No obstante, los mecanismos de coordinación de acciones en casos de emergencia se podrían mejorar. En concreto, las revisiones de los protocolos de emergencias nacionales (que realizan periódicamente los países), o los ejercicios de simulación llevados a cabo por la Agencia, podrían perfeccionarse siguiendo las recomendaciones que realice el Comité de Emergencia de la AIE (*Standard Group on Emergency Questions – SEQ*). Estos mecanismos de coordinación permiten verificar la capacidad de respuesta, la eficiencia de las medidas adoptadas y pone a prueba los protocolos de comunicación al mercado entre la AIE y los actores relevantes en el ámbito energético mundial (como la OPEP) en un supuesto de desabastecimiento mundial.

Además, habría que tratar de ampliar el número de países asociados a la AIE o, en su caso, establecer mecanismos de colaboración con los países no miembros que, al no pertenecer a la OCDE, no podrían formar parte de la estructura institucional de la Agencia. Respecto a estos últimos, habría que articular su contribución al sistema de reservas de la AIE en caso de necesidad, con el fin de aprovechar de forma óptima las sinergias que se produzcan con la puesta en marcha de mecanismos de emergencia en casos graves de interrupción del suministro. Esto es particularmente relevante respecto a las grandes economías emergentes como China y la India.

Por último, otro aspecto a considerar en un futuro en los mecanismos de respuesta y los protocolos de emergencia de la AIE es la incorporación de nuevas fuentes de energía, como el gas natural o el carbón (o, incluso, las fuentes renovables a más largo plazo), como alternativas a las reservas estratégicas de petróleo. Sin embargo, esta incorporación de nuevas fuentes de energía como parte del mecanismo de respuesta de la AIE a situaciones de crisis energéticas mundiales presenta importantes dificultades para la garantía de suministro, entre otros factores por la propia estructura del *upstream* de los mercados de gas⁹¹⁷ y el problema de la predictibilidad de las energías renovables, altamente dependientes de los recursos naturales.

⁹¹⁷ A este respecto, véase el informe elaborado por la AIE, “*Gas Emergency Policy: where do IEA countries stand?*”, de mayo de 2011, disponible en: http://www.iea.org/papers/2011/gas_emergency_policy.pdf

9º En el ámbito externo, es necesario llevar a cabo una política abierta y activa de diálogo sobre asuntos de energía con los países productores y de tránsito, tanto en los foros internacionales como en los acuerdos de cooperación suscritos con los mismos, con el fin de lograr un equilibrio entre seguridad de la demanda y seguridad de abastecimiento (o seguridad de la oferta). Esto es especialmente relevante cuando concurren circunstancias que producen tensión política, supuestos en los que debe ponerse en práctica una estrategia más centrada en la armonía que en la confrontación. Como parte de esta estrategia, es importante clarificar las condiciones de acceso a los distintos mercados energéticos y crear mecanismos aplicables a la resolución de controversias, con el fin de dotar de mayor seguridad jurídica estas relaciones energéticas, fomentar las inversiones para desarrollar las infraestructuras necesarias y garantizar el flujo de energía aún en los casos en los que surgen incidentes políticos o comerciales, como el acaecido entre Rusia y Ucrania en enero de 2009.

El proceso de integración comunitario continúa avanzando y la Unión sigue creciendo, incorporando cada vez más participantes. Gracias a la Política Europea de Vecindad (PEV), la UE ha logrado crear un marco de reglas compartidas que va más allá de las fronteras de los Estados miembros y ha establecido nuevas asociaciones estratégicas con algunos Estados productores que intensifican la cooperación en temas de gobierno. Pero, en general, esta cooperación se limita a la armonización de reglamentos específicos sobre la energía. La UE ha de ampliar gradualmente su enfoque técnico y aspirar a tener en cuenta todos los aspectos relacionados con la política energética de los países productores. Una Política Energética Exterior, basada únicamente en la ampliación del alcance del Mercado Interior de la UE, no parece suficiente para garantizar la seguridad energética a largo plazo.

La UE debería dar a su Política Energética Exterior un enfoque basado en la “interdependencia” de las relaciones energéticas (según la premisa de englobar la seguridad de suministro, la seguridad de las infraestructuras y la seguridad de la demanda), que incluya los principios de mercado dentro del alcance de los acuerdos estratégicos, y que también sirva para fomentar la modernización política de sus socios energéticos. De esta forma, esa estrategia debería combinar tanto la integración de los mercados energéticos, como las realidades geopolíticas que condicionan la seguridad energética,

encontrando el equilibrio entre una geopolítica puramente bilateral, basada en los acuerdos, y los modelos de mercado libre.

10º Otras políticas comunitarias como la Política Comercial o la Política de Cooperación al Desarrollo deben también formar parte del diseño de la futura Política Energética Exterior de la comunitaria, con el objetivo de que la UE desempeñe un papel en los asuntos exteriores y la gestión mundial acorde con su peso económico.

Tanto la Política Comercial comunitaria como la Política de Cooperación al Desarrollo realizan su propia contribución a la acción exterior de la Unión y refuerzan su influencia internacional mientras que, a su vez, las acciones concertadas en materia de Política Exterior en el ámbito comunitario deben impulsar y defender los intereses de la Unión en terceros países. Por tanto, la Política Comercial y la Política Exterior de la Unión pueden y deben reforzarse mutuamente, tanto a través de la Política de Cooperación al Desarrollo, mediante la cual la CE combate la pobreza energética y el cambio climático a través de la cooperación al desarrollo en energías renovables y la eficiencia energética⁹¹⁸, así como utilizando incentivos adecuados en sus relaciones comerciales y políticas con terceros países o con instrumentos comerciales específicos, como el Sistema de Preferencias Generalizadas, que la UE aplica a países en vías de desarrollo para lograr su integración en la economía mundial, o los acuerdos de libre comercio, para animar a sus socios a promover el respeto de los Derechos Humanos y la protección del medio ambiente. Otras herramientas de acción exterior, como las delegaciones de la UE en terceros países, y el recién creado Servicio Europeo de Acción Exterior (SEAE), deben contribuir a desarrollar la agenda comercial comunitaria y apoyar la gestión de las empresas europeas en esos países.

A este respecto, la UE debería involucrar a las empresas europeas, como sujetos activos de su Política Energética Exterior, y aprovechar el liderazgo europeo en los ámbitos de las energías renovables y la eficiencia energética y su enorme potencial para la

⁹¹⁸ Este asunto será ampliamente discutido en la próxima Cumbre de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas (Rio+20) que se celebrará en Río de Janeiro el próximo mes de junio, al haberse declarado el año 2012 como “Año Internacional de la Energía Sostenible para todos”.

Fuente: <http://www.uncsd2012.org/rio20/index.html>

explotación y la exportación de los recursos energéticos, gracias a su excelencia técnica, su eficiencia y su *know-how*. En este sentido, sería necesario facilitar y promover las inversiones y los préstamos empresariales en el sector energético, y en otros sectores económicos deficitarios, e incluir acciones de desarrollo social y económico de sus socios contratantes como parte de su oferta comercial. De esta manera, se fomentarían más los intercambios (no sólo comerciales) con estos países, se promovería la modernización de sus economías y la UE reforzaría su presencia internacional, en tanto que sería considerada como un sujeto cuya presencia y relaciones comerciales tienen carácter duradero, de forma que permita a los Estados productores diversificar sus mercados. En definitiva, la UE tendría que esforzarse por transmitir el mensaje de que la aplicación, aunque fuera parcial, de la normas comunitarias beneficiaría también a los países productores porque aumentarían su producción, tendrían un mayor volumen de recursos para exportar, verían subir su nivel de empleo y se beneficiarían en temas medioambientales.

11º El Mercado Interior de la Energía se debe completar en 2014 y el traspaso de determinadas competencias nacionales a la Unión está permitiendo implementar una Política Energética interna (y se espera que, en un futuro próximo, también externa) conjunta. El nacionalismo energético de algunos Estados miembros, que generaba con frecuencia tensiones y conflictos, se empieza a superar gracias a instrumentos institucionales comunitarios como la nueva Agencia de Cooperación de Reguladores de Energía (ACER) y las nuevas asociaciones europeas de los gestores de transporte de electricidad y gas (ENTSO-E y ENTSO-G). Además, los nuevos instrumentos introducidos por el Tratado de Lisboa en materia de Política Exterior, como la figura del Alto Representante para la Política Exterior y de Seguridad y el Servicio Europeo de Acción Exterior (SEAE) contribuirán a consensuar una Política Energética Exterior y superar los obstáculos que todavía existen en este proceso.

El principal problema interno al que se enfrenta el diseño de una Política Energética Exterior comunitaria es superar la confrontación existente entre los intereses nacionales y los intereses supranacionales, y que limitan la eficacia de la participación de la Unión en las negociaciones multilaterales. La UE tiene como reto solucionar esta debilidad, intensificar la acción diplomática en aquellas zonas estratégicas desde el punto de vista energético, y reforzar su presencia en zonas ricas en recursos energéticos de tradicional

influencia de otras potencias y en las que la competencia internacional es cada vez más alta, como Asia Central, el Cáucaso, el Golfo Pérsico, la región del Ártico o del Mar de Barents. Además de los rivales energéticos tradicionales como EEUU y Rusia, nuevos competidores como China y la India están orientando su mirada hacia estas áreas y, con respecto a la UE, tienen capacidad para reaccionar con mayor rapidez y coherencia en el proceso de toma de decisiones.

Así, la misma gobernanza institucional que se ha configurado como instrumento para la construcción del MIE podría servir de plataforma para el diseño de una estrategia comunitaria externa en el ámbito energético. En concreto, la atribución de competencias a ACER en el contexto energético internacional podría representar un paso importante en este sentido, al institucionalizar la representación de los reguladores europeos de energía y reforzar así su cometido, que no es otro que “...completar a nivel comunitario las tareas reguladoras desempeñadas a nivel nacional por las autoridades reguladoras nacionales...”⁹¹⁹. Dado que la Agencia se ha constituido con poderes de decisión vinculantes para los reguladores de energía y los Estados miembros en asuntos transfronterizos, con el propósito de facilitar la creación de una verdadera red paneuropea y la promoción de la diversificación y la seguridad del abastecimiento, qué mejor forma de cumplir sus objetivos que dotándole de competencias para representar a los reguladores europeos de energía en el contexto internacional y permitirles representar sus intereses “con una sola voz”.

De hecho, esta fórmula se encuentra implícitamente prevista en la propia norma comunitaria de creación de la Agencia. Así, el art. 31 del Reglamento 713/2009, relativo a la participación de terceros países, establece que “la Agencia estará abierta a la participación de los terceros países que hayan suscrito acuerdos con la Comunidad en virtud de los cuales hayan adoptado y estén aplicando el Derecho comunitario en el ámbito de la energía y, en su caso, en los ámbitos del medio ambiente y de la competencia.”

⁹¹⁹ Reglamento (CE) n° 713/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía.

Por tanto, podría entenderse que las autoridades regulatorias de energía de terceros países pertenecientes al ámbito del Espacio Económico Europeo⁹²⁰ (Islandia, Liechtenstein y Noruega), al Tratado de la Comunidad de la Energía⁹²¹ (Albania, Bosnia y Herzegovina, Croacia, la Antigua República Yugoslava de Macedonia, la República de Montenegro, Serbia, Turquía, la Misión de Administración Provisional de las Naciones Unidas en Kosovo, Moldavia y Ucrania) y otros países vecinos como Suiza⁹²² estarían en una posición privilegiada para poder involucrarse en calidad de observadores en los trabajos desarrollados por ACER, participando bien en el Consejo de Reguladores o a través de sus grupos de trabajo, con el propósito de que la Agencia llegara a ser un foro internacional de cooperación regulatoria con capacidad de decisión vinculante.

Esto mismo podría ser también de aplicación respecto a la participación en los trabajos desarrollados por las asociaciones europeas de los gestores de transporte de electricidad y gas (ENTSO-E y ENTSO-G⁹²³), como parte de la estrategia para impulsar la integración de los mercados energéticos vecinos en el Mercado Interior de la Energía.

Además, la atribución de las nuevas funciones al Presidente del Consejo Europeo, la creación del Alto Representante para la Política Exterior y de Seguridad y el nuevo Servicio Europeo de Acción Exterior contribuirán de forma sustancial a fortalecer la posición de la UE como actor en el panorama internacional y permitirá una proyección más efectiva y coherente del conjunto de la acción exterior de la Unión. El reto reside ahora en insertar los aspectos energéticos como asunto clave a tener en cuenta en las acciones llevadas a cabo por la “*nueva diplomacia*” comunitaria con terceros países, de manera que

⁹²⁰ La UE tiene un acuerdo internacional suscrito con los países del EEE desde el 1 de enero de 2004 según el cual se comprometen a aplicar las disposiciones contenidas en el *Segundo Paquete* de medidas liberalizadoras del Mercado Interior de la Energía, así como la normativa comunitaria en materia de competencia y medioambiente. Por tanto, para que su incorporación a ACER fuese efectiva tendrían que ampliar su compromiso a la aplicación del *Tercer Paquete de Energía* de 2009 y negociar sus condiciones de participación, en términos de aportación económica y otros aspectos procedimentales, en cumplimiento del apartado 2 del art. 31 del Reglamento 713/2009.

⁹²¹ La incorporación de los países miembros del Tratado de la Comunidad de la Energía a ACER estaría sujeta a los mismos condicionamientos que los expuestos para el EEE.

⁹²² A diferencia de los dos supuestos anteriores, para la incorporación de Suiza en ACER sería necesaria la suscripción de un acuerdo internacional de carácter bilateral por el que se comprometiera a cumplir con los requerimientos expuestos en el art. 31 del Reglamento 713/2009.

⁹²³ El caso de la participación de terceros países en estas asociaciones difiere sustancialmente de la participación en ACER, en tanto que sus normas comunitarias de creación (Reglamento 714/2009 y Reglamento 715/2009) no prevén expresamente esta posibilidad.

se asegure la coherencia entre el diálogo político y las provisiones legislativas aplicables a las relaciones con los países proveedores y de tránsito de energía.

Esto puede conseguirse a través de foros que aglutinen representantes tanto del ámbito energético como de la Política Exterior comunitaria (Alto Representante y responsables del Servicio Europeo de Acción Exterior) y dotando al Alto Representante de competencias específicas en el ámbito energético, que permita configurar un marco institucional en el que los actores del sector de la energía europeo intercambien información, logren una mayor y mejor coordinación de sus objetivos y los mismos queden representados en el contexto internacional de una manera efectiva y coherente. Algunos primeros intentos en este sentido son la constitución del “*Gas Coordination Group*” en 2006 y el “*Coordination Group for oil and petroleum products*” en 2009 y, más recientemente, la propuesta de la CE de constituir un grupo estratégico para la cooperación internacional en materia de energía⁹²⁴, todos ellos conformados por representantes de los Estados miembros y agentes del sector, y presididos por la CE, que tienen como objetivo analizar la situación relativa a la seguridad de abastecimiento de gas, petróleo y productos petrolíferos en la Comunidad, la realización periódica de revisiones conjuntas de la cooperación de la UE con terceros países y facilitar la coordinación y la aplicación de medidas en este ámbito. Otro hito importante en este sentido, fue la puesta en marcha del mecanismo de aviso temprano en caso de interrupción del suministro entre Rusia y la UE, aprobado en mayo de 2007, y reimpulsado en 2009 tras los incidentes en el suministro de gas con Ucrania y Bielorrusia.

12º Otro aspecto sustancial a la hora de diseñar una Política Energética Exterior es la creación de un marco regulatorio internacional vinculante que permita articular con coherencia las relaciones entre los países consumidores, productores y de tránsito de energía.

Los esfuerzos en este sentido por parte de las autoridades comunitarias se han concentrado, hasta la fecha, en la implementación del Tratado sobre la Carta de la Energía

⁹²⁴ Comunicación de la Comisión al Parlamento, el Consejo, el Comité Económico y Social y el Comité de las Regiones sobre la seguridad del abastecimiento energético y la cooperación internacional: “*La política energética de la UE: establecer asociaciones más allá de nuestras fronteras*”, de 7 de septiembre de 2011, p. 19.

y de su anexo con disposiciones comerciales, cuyo objetivo es aplicar las reglas de la OMC en el comercio de energía. Sin embargo, este proceso se encuentra bloqueado desde hace algún tiempo por algunos protagonistas importantes, tales como Rusia, Noruega, Japón, Australia y Turquía, que no han ratificado el Tratado y/o el anexo con las disposiciones comerciales, y probablemente tampoco lo hagan en el corto plazo.

Ante esta situación, la UE tendría que apostar por utilizar otros procesos regionales, tales como la Comunidad de la Energía o la Política Europea de Vecindad, como catalizador de un acuerdo regulatorio de energía de ámbito internacional. Dicho acuerdo podría alcanzarse, en primer lugar, mediante una ampliación progresiva de la Comunidad de la Energía (como instrumento jurídico específico para ampliar el Mercado Interior de la Energía) tanto en tiempo (negociando una extensión de su plazo de vigencia más allá de 2016), como en su ámbito geográfico (promoviendo la incorporación de nuevos miembros como Armenia y Turquía), mediante un enfoque diferenciado en función del interés de cada socio por adoptar un nivel de convergencia normativa energética con la UE en mayor o menor grado. En segundo lugar, reorientando el Tratado de la Carta de la Energía, como marco de cooperación internacional para garantizar la seguridad de los suministros energéticos de la UE, aprovechando su potencial en aspectos estratégicos como el tránsito y el comercio de energía, las inversiones y la resolución de controversias y animando a sus principales socios proveedores a ratificar este Tratado como instrumento de ámbito general en el que encuadrar sus relaciones energéticas comerciales. Y, en tercer lugar, dando un nuevo enfoque a la Política Europea de Vecindad, como proceso de integración comunitario regional por excelencia. En este sentido se ha formulado la propuesta de la CE de crear una Comunidad de la Energía UE-Mediterráneo (*“EU-South Mediterranean Energy Community”*) que permita, a medio-largo plazo, lograr una integración progresiva de los mercados energéticos del *Magreb* y, posiblemente, del *Mashrek*, con el Mercado Interior de la Energía.

También como parte de la estrategia de diseño de la Política Energética Exterior comunitaria se han dedicado importantes esfuerzos al fomento de la eficiencia energética y de las energías renovables en el contexto internacional, apostando por la transferencia de tecnologías y del *know-how*. El hecho de que la Política Exterior comunitaria abogue con tanto énfasis por el respeto de los Tratados internacionales sobre medio ambiente y lucha contra el cambio climático también está relacionado con la seguridad energética. Pero

también lo están muchos de los temas de la política de seguridad clásica y del combate de las crisis. Así, el interés comunitario en suavizar las crisis y superar los conflictos en Oriente Medio, Irán y Asia Central se justifican, cada vez más, mediante consideraciones referentes a políticas de seguridad energética. Sin embargo, la UE no debería conformarse con el papel de mero observador que ha adoptado en sus relaciones con los países del Golfo Pérsico, en mayor medida, y con los países productores del Mediterráneo, con menor intensidad.

De este modo, la agenda energética de la UE respecto a sus relaciones con las regiones del Mediterráneo y del Golfo Pérsico debería abordar cuestiones de índole tan diversa como el restablecimiento de la producción de hidrocarburos en Libia y la instauración en el país de un régimen democrático que permita definir un régimen de gobernanza en el sector de los hidrocarburos que evite futuros conflictos internos, la elaboración de planes de respuesta ante un potencial embargo del petróleo iraní o una posible interrupción del tráfico marítimo en el Estrecho de Ormuz, el cierre del anillo energético mediterráneo o el reenfoque de las relaciones de la UE con países como Egipto, Libia o Argelia, cuyas políticas energéticas se encuentran en pleno proceso de cambio y cuyo suministro energético es fundamental para los países del sur de Europa.

Por otro lado, la cuestión de la seguridad del abastecimiento, que incide de forma manifiesta en la seguridad en general, el desarrollo sostenible y la lucha contra el cambio climático, exige un amplio consenso multilateral. Al igual que la UE y otros grandes países consumidores como EEUU, las nuevas economías emergentes (como Brasil, la India y China) están interesadas en crear una situación internacional propicia para un abastecimiento energético estable y garantizado, a precios razonables. La actuación de la UE también debería centrarse en la creación de asociaciones estratégicas con estos países, favoreciendo la instauración, en el marco de una economía de mercado, de un conjunto de normas que refuercen la cooperación e impidan una carrera innecesaria y costosa por acaparar materias primas. A este respecto, y como estrategia en beneficio propio, la UE debe esforzarse en apoyar el proceso de adhesión a la OMC de sus socios energéticos actuales y futuros como Rusia y, cuando las circunstancias lo permitan, de Argelia, Libia, Azerbaiyán o Turkmenistán, entre otros, con el fin de promover un clima favorable a la protección de las inversiones en el ámbito de los proyectos energéticos y que garantice unas reglas del juego equitativas en favor de una competencia efectiva.

Así, el instrumento político prioritario para alcanzar la seguridad energética es allanar el camino y preparar asociaciones estratégicas con los países de producción, de tránsito y los grandes consumidores, con el fin de impulsar, a través de la creación de una red de asociaciones, una serie de dependencias recíprocas que tornen el sistema energético internacional lo más interdependiente posible, y así asegurar que todas las partes tengan un interés común en lograr que las relaciones energéticas sean fluidas.

Pero una condición necesaria para que este sistema de la seguridad colectiva funcione es, entre otras, que existan en Europa consorcios energéticos privados fuertes y con capacidad de actuar de forma global (los denominados campeones nacionales y europeos), que puedan velar por los intereses comunitarios dentro de la competencia internacional por la energía. Iniciativas en este sentido son el Observatorio Mediterráneo de la Energía (OME), que agrupa a las compañías energéticas del Sur y del Norte del Mediterráneo, o la más reciente *Caspian Development Corporation (CDC)*, un mecanismo de compra en bloque de gas del Caspio, propuesto por la CE, que permite a las empresas energéticas europeas defender sus intereses de forma conjunta a la hora de negociar sus contratos de aprovisionamiento con los países productores de esta región, y simplificar los procedimientos que conllevan las operaciones con multitud de compradores.

13º La cooperación con Rusia y Argelia en el ámbito energético se configura como un proyecto europeo clave para crear interdependencias que vayan más allá del sector energético con el fin de que, a pesar de mantener un alto grado de dependencia de sus importaciones de energía, esto deje de constituir un riesgo significativo para la seguridad del abastecimiento de energía en la UE.

El principal objetivo de la Política Energética Exterior comunitaria se basa en la seguridad y la diversificación de las fuentes de suministro de energía y, en particular, en lo que concierne al petróleo y al gas. Esto requiere una política activa dirigida a mantener y continuar desarrollando las asociaciones estratégicas existentes con los proveedores principales, como Rusia y Argelia, y con futuros potenciales proveedores, como los países del Mar Caspio. En el diseño de las políticas a desarrollar con los países vecinos del este y sur de Europa se deberán ponderar aspectos como la situación política, el marco legal, el grado de liberalización de los mercados energéticos o la accesibilidad a los

recursos naturales para diseñar estrategias *ad-hoc* para cada zona o región. En este sentido, la diplomacia en el ámbito energético debe incluir diálogos bilaterales y multilaterales, no sólo con los países proveedores y con los países de tránsito, sino también con otros grandes países consumidores, incluidos los países emergentes.

Sin embargo, los casos de Rusia y Argelia, como principales proveedores de energía de la UE, requieren una estrategia específica que aborde cuestiones esenciales, tales como la planificación de las inversiones en infraestructuras energéticas y la protección de las mismas, la armonización de los requerimientos legales, técnicos y económicos que permita aproximar los mercados energéticos, la problemática del acceso a los recursos naturales, el régimen de las exportaciones y las cláusulas de reciprocidad y el establecimiento de nuevas acciones que mejoren el mecanismo conjunto de alerta temprana establecido entre Rusia y la UE en 2009, y mejorado en 2011, dirigido a mejorar la coordinación en caso de emergencias en la oferta o la demanda de energía.

A pesar de lo que se viene afirmando en los últimos años, el principal problema que subyace en las relaciones energéticas entre Rusia y la UE no es el hecho de que Rusia se constituya como el primer país proveedor de energía de la UE sino, más bien, la propia estructura monopolística del mercado energético ruso y el uso político que ha hecho de sus recursos energéticos frente a sus socios compradores.

La estrategia específica a desarrollar por la UE en el ámbito energético se enmarcaría en el ámbito del nuevo Acuerdo de Asociación entre la UE y Rusia, incorporando un capítulo específico en materia de energía que defina el marco de cooperación entre ambas partes hasta 2050 y que, entre sus objetivos tangibles, proponga una mayor cooperación para el mantenimiento de las infraestructuras energéticas existentes entre la UE y Rusia (así como el desarrollo de nuevas interconexiones), identifique los obstáculos existentes que dificultan la progresiva aproximación de ambos mercados energéticos de cara a alcanzar su convergencia hacia un mercado único para 2050, y establezca un comité conjunto asesor en materia de gas que estudie el desarrollo de este sector y realice recomendaciones para mejorar la cooperación en este ámbito entre ambas partes.

Hasta la fecha, el diálogo energético entre la UE y Rusia se ha llevado a cabo a través de tres grupos de trabajo de alto nivel en materia de estrategias de energía, desarrollo de los mercados y eficiencia energética. A pesar de los buenos resultados y los progresos realizados hasta la fecha, la UE tendría que aprovechar la negociación de este nuevo acuerdo de cooperación con Rusia para incluir nuevos instrumentos para reforzar la cooperación en materia de energía, como la creación de un grupo de trabajo conjunto que evalúe las cuestiones que surjan en el proceso de implementación del *Tercer Paquete* de energía en el ámbito de los Estados miembros y que estudie posibles vías para la armonización progresiva de la nueva normativa comunitaria con las disposiciones energéticas recogidas en el ordenamiento jurídico ruso⁹²⁵; la creación de un grupo de trabajo de cooperación en el ámbito eléctrico, que explore fórmulas para la gestión de congestiones entre ambas fronteras, que permita la interconexión eléctrica a nivel continental con los países Bálticos y que fomente la penetración de las energías renovables y de mecanismos para la captura y almacenamiento de carbono en el mercado energético ruso (todavía pendientes de explorar); o reorientar el programa de trabajo del grupo sobre eficiencia energética en línea con la estrategia comunitaria recogida en el documento de Hoja de Ruta para la transición a una economía baja en carbono para 2050. Estos grupos de trabajo no sólo deben congrega a representantes políticos de ambas partes sino también incluir a los agentes que participan en ambos mercados energéticos, así como a las autoridades reguladoras de los mismos, de manera que pueda obtener una visión global de las cuestiones a abordar.

Todo ello permitiría eliminar los obstáculos existentes en el proceso de integración progresiva de ambos mercados energéticos, fomentaría las inversiones recíprocas y el desarrollo de las energías renovables y facilitaría el intercambio tecnológico.

Por su parte, la cooperación entre la UE y los países del Magreb y, en particular, con Argelia, en el ámbito del gas, o Libia en el del petróleo, se encuentra mucho menos estructurada que en el caso anterior⁹²⁶. A este respecto, la UE tendría que reforzar la

⁹²⁵ Como se ha puesto de manifiesto de forma reiterada en la presente tesis, las nuevas disposiciones en materia de separación de actividades que el *Tercer Paquete* impone a los TSOs de terceros países (conocida como “*cláusula de terceros países*”) que deseen invertir en el entorno energético comunitario son un motivo de desencuentro permanente entre las autoridades rusas y comunitarias.

⁹²⁶ No debemos olvidar que Argelia es el tercer proveedor de gas de la UE, tras Rusia y Noruega, suministrando alrededor del 25% de las importaciones de gas comunitarias, y el primero de algunos Estados miembros de la ribera sur como España e Italia. Además, la entrada en funcionamiento del gasoducto *Medgaz*

cooperación energética con estos importantes proveedores de hidrocarburos de la región del Mediterráneo mediante la firma de un Memorando de Entendimiento en materia de energía (en el caso de Argelia) y explorar la posibilidad de estructurar el diálogo UE-Libia, aprovechando la revocación realizada por la UE el 1 de septiembre de 2011 de su acuerdo adoptado meses antes, en febrero del mismo año, de bloquear los activos financieros y los recursos económicos de veintiocho empresas libias (entre otras, del sector energético), de forma que permita la progresiva integración de este país en las estructuras regionales que sustentan la cooperación entre la UE y los países del Mediterráneo.

A la vista de los acontecimientos ocurridos en la región como consecuencia de la denominada “*primavera árabe*”, la UE tendría que aprovechar el proceso de reorientación de su PEV para reiterar su compromiso con las reformas políticas y económicas que se han iniciado en la región, reorientar y simplificar la estructura de la Unión por el Mediterráneo con el fin de servir como plataforma para el diálogo político y la integración regional de forma que le permita dar resultados concretos, ofrecer su apoyo a un proceso pacífico de transición democrática, intensificar sus relaciones comerciales y revisar los programas comunitarios del Partenariado y de asistencia con los países de la región con el fin de garantizar que estos recursos se asignan de un modo eficaz y de adaptar sus objetivos a las nuevas necesidad y características de estos países. Estas transformaciones regionales pueden traducirse en la intensificación de las relaciones comerciales, el incremento de inversiones, la transferencia de conocimiento y la realización de proyectos conjuntos entre empresas europeas altamente cualificadas en sectores esenciales que permitan responder a las necesidades existentes en la ribera sur del Mediterráneo tales como las infraestructuras, la construcción, el transporte, las energías renovables y convencionales, etc.

En el ámbito energético, las prioridades deben centrarse en garantizar la seguridad energética en el ámbito de los hidrocarburos, explotar el gran potencial que tiene la región en materia de energías renovables y fomentar las inversiones en infraestructuras de energía, que permitan la evacuación de la energía producida en la región (mediante

a primeros de 2011 ha reforzado la situación de interdependencia gasística de la Europa mediterránea frente a Argelia, tanto por el aumento de la capacidad de exportación como por la participación del gigante argelino Sonatrach en el mismo y, por tanto, en el *downstream* de algunos mercados de gas de la zona como el español. Por su parte, Libia representa más del 3,3% de las reservas mundiales de crudo, el 2% de la producción y el 2,6% de las exportaciones mundiales, y su relevancia geoestratégica en el mercado energético mundial es tal que la interrupción de su suministro de petróleo como consecuencia del conflicto armado supuso un aumento de los precios mundiales de crudo en torno a un 30%.

proyectos tales como el Plan Solar Mediterráneo) y con el fin de facilitar el camino hacia la creación de la ya mencionada Comunidad de la Energía UE-Mediterráneo. Para ello, es necesario mejorar las condiciones que ofrece la normativa comunitaria sobre mecanismos de flexibilidad para proyectos conjuntos con terceros países, que condiciona la posibilidad de considerar las transferencias estadísticas en el cómputo de los objetivos de energías renovables de los Estados miembros fijados en el 20% para 2020 para los países de la UE y de la Comunidad de la Energía, limitando así la integración de las energías renovables de esos países en el sistema energético europeo⁹²⁷.

14º Las revueltas populares acontecidas en los últimos meses en los países de la orilla del Mediterráneo forzaron a las instituciones comunitarias a reaccionar ante la nueva realidad y reformar las políticas comunitarias respecto a sus países vecinos. Este nuevo enfoque de la Política Europea de Vecindad debe tener, como premisa principal, el apoyo incondicional a los valores universales de los Derechos Humanos, la democracia y el Estado de Derecho y centrarse, especialmente, en su implementación. Además, debe dirigirse hacia una auténtica política de convergencia en las fronteras de la Unión. Dicha política debe apostar por un nuevo enfoque diferenciado y flexible, que permita actuar de forma distinta según las circunstancias de cada país y región y, además, estar sujeta al principio de condicionalidad “más por más”, según el cual se reserven más fondos para aquellos países socios que lleven a buen puerto los proyectos y programas acordados. Pero, sobre todo, la UE debe aprovechar esta oportunidad para corregir las deficiencias de su anterior PEV y tratar de simplificar sus programas con estos socios vecinos, de forma que facilite la implicación a nivel regional y local bajo el principio de subsidiariedad, y que permita una verdadera gobernanza multinivel. También es fundamental fomentar la cooperación territorial, como un paso más a la mera actuación intergubernamental, y reforzar la implicación de la sociedad civil en este proceso de integración regional, como verdadero germen del proceso de cambio que se encuentra en marcha en estos países. Instrumentos esenciales en este sentido son los programas de hermanamiento (*twinning projects*), los programas TAIEX, las delegaciones de la UE y el nuevo SEAE. Por último, la UE debe aprovechar las negociaciones de los nuevos acuerdos de

⁹²⁷ Artículo 9 de la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

asociación y áreas de libre comercio para impulsar las reformas en marcha, estableciendo objetivos y condiciones claras, concisas y posibles, así como plazos concretos, para la paulatina apertura de sus mercados que permita ir avanzando hacia el establecimiento de un área de asociación en la que se alcance la mayor integración posible en términos políticos, económicos y sociales. Para ello, la UE debe superar sus recelos internos y avanzar en el proceso de apertura de sus mercados y territorios a estos países socios incorporando, en sus acuerdos bilaterales, cláusulas como la reciprocidad, que faciliten el acceso a las empresas europeas a los recursos energéticos de estos terceros países (*upstream*) y, recíprocamente, garanticen la apertura de los mercados energéticos europeos a los mismos.

Con dos Comunicaciones conjuntas de la CE y la Alta Representante, la UE ha tratado de dar una primera respuesta a los movimientos sociales que están sacudiendo los países de la ribera del Mediterráneo desde primeros de 2011. En ambos documentos se proponía, por un lado, la creación de una Asociación para la Democracia y la Prosperidad Compartida con los países de la ribera sur del Mediterráneo y, por otro, la definición de un nuevo enfoque de la Política Europea de Vecindad, que busca fortalecer las relaciones individuales y regionales entre la UE y los países de su entorno, a través de un enfoque basado en la estrategia de “más fondos para mayores reformas”, pero con una rendición de cuentas mutua reforzada.

El nuevo enfoque que se pretende dar a la PEV no es un enfoque único para todos los países fronterizos. Implica un nivel mayor de diferenciación, lo que garantizará que cada país socio desarrolle sus vínculos con la UE en la medida en que lo permitan sus aspiraciones, necesidades y capacidades. Además, el mayor apoyo de la UE a sus vecinos está condicionado, esto es, dependerá de los progresos realizados en la construcción y consolidación de la democracia y el respeto del Estado de Derecho. Así, la nueva estrategia trata de ofrecer incentivos a aquellos países que avancen con más rapidez y de manera más profunda en el proceso de democratización y, cuanto más rápido avance un país en sus reformas internas, más apoyo obtendrá de la UE.

El excesivo enfoque mercantilista de las relaciones vecinales que la UE ha mantenido hasta la fecha, las acciones bilaterales llevadas a cabo en las regiones vecinas por algunos Estados miembros (no siempre en sintonía con los objetivos comunitarios), y

la falta de voluntad política para impulsar el proceso de transición democrática hacia el buen gobierno y el Estado de Derecho de estos países e incitar a derrocar los regímenes dictatoriales, ha hecho fracasar, en muchas ocasiones, la consecución de los objetivos establecidos en la PEV.

Para corregir sus errores del pasado, y avanzar en el proceso de asociación con los países vecinos, la UE debe procurar estar a la altura de las nuevas circunstancias existentes en la región del Mediterráneo, y dar una respuesta coherente y coordinada ante el nuevo contexto energético que se vive en la región y que incluye la aparición del petróleo rebelde libio, el posible cambio de estrategia de Arabia Saudí como país productor flexible en el seno de la OPEP, el despegue de las energías renovables en Marruecos, o las nuevas políticas en materia de gas natural llevadas a cabo por Argelia y Egipto para atraer inversión extranjera y que reclaman, cada vez con mayor intensidad, el acceso a los mercados energéticos europeos.

Esta nueva situación geopolítica obliga a la UE, en lo que a energía se refiere, a ampliar su tradicional delimitación fronteriza en materia de Política de Vecindad a nuevos ámbitos como el Norte de África y Oriente Próximo (de manera que también englobe a países de tránsito como Turquía) y a cambiar su estrategia de modo que estas políticas no se vean como algo impuesto desde arriba o desde fuera sino que, al contrario, cuenten con el apoyo de la sociedad civil.

En cuanto a los vecinos del este, los procesos regionales en marcha como la Comunidad de la Energía y, más recientemente, la Asociación Meridional, han logrado dotar a la UE de mayor visibilidad en la región, armonizar la oferta comunitaria hacia estos países y proveer a sus socios de una agenda reformista. Pero todavía queda mucho por hacer para lograr una aproximación a los parámetros de democracia, estabilidad y seguridad preconizados por la UE.

En este sentido, la Unión debe utilizar cualquier margen de maniobra para aprovechar las sinergias de los distintos procesos regionales en marcha en sus fronteras y promover su convergencia hacia un nuevo modelo de cooperación de la Comunidad de la

Energía, que se amplíe, en un primer paso, a países de tránsito de energía como Turquía⁹²⁸ y Georgia y, más adelante, a países como Armenia, Azerbaiyán, Bielorrusia, Oriente Medio y países del Norte de África (países MENA), implicando a los reguladores de energía de los respectivos países en este proceso progresivo de integración. El desarrollo de economías eficientes desde el punto de vista energético en los socios orientales y mediterráneos de la UE, y el fomento del uso de fuentes de energía renovables en los países vecinos, debería ser uno de los rumbos principales de las acciones en el marco de este proceso de asociación. También son necesarias otras acciones en materia de cooperación con los países vecinos como la modernización gradual de las infraestructuras de transporte de energía y la progresiva interconexión de las redes de transporte transfronterizas como un paso necesario para la aproximación física de estos mercados energéticos. El impulso de la cooperación regulatoria y la promoción y puesta en marcha de proyectos específicos comunes puede sustentarse sobre plataformas de cooperación regulatoria ya existentes en la región como el MEDREG, MEDELEC y los instrumento de asistencia técnica (TAIEX).

Para lograr sus objetivos, la UE debe reforzar sus programas de asistencia con instrumentos regulatorios, financieros, formativos y de I+D, dotar de mayor financiación al *Neighbouring Investment Facility* (NIF), como instrumento específico dentro del *European Neighbourhood and Partnership Instrument* (ENPI) dedicado a financiar proyectos de infraestructuras en sectores como el transporte, la energía o el medioambiente, de forma que permita promover un mayor peso de los proyectos sobre eficiencia energética y energías renovables en los programas de las instituciones financieras internacionales, y aprovechar las sinergias de las acciones en materia de energía desarrolladas por otras instituciones activas en la región como el BERD.

Este nuevo modelo de cooperación podría ser el preludio de la definición de una nueva Carta de la Energía y un nuevo Protocolo sobre la eficiencia energética, que sean más eficaces, participativos, amplios y acordes con la evolución económica y política de la cuestión de la energía, como primer paso de un nuevo pacto mundial sobre la seguridad energética, que involucre a las principales agencias internacionales y las grandes instituciones internacionales.

⁹²⁸ Este asunto fue abordado en la conferencia de expertos organizada por la Presidencia polaca de la Unión el 7 de septiembre de 2011 con el título: “*How to deepen and extend the Energy Community*”.

BIBLIOGRAFIA

I.- FUENTES NORMATIVAS.

I.1.- Normativa comunitaria.

“Tratado de Lisboa por el que se modifican el Tratado de la Unión Europea y el Tratado constitutivo de la Comunidad Europea”, publicado en el DOUE el 17 de diciembre de 2007, C-306.

“Tratado por el que se establece una Constitución para Europa”, publicado en el DOUE el 16 de diciembre de 2004, C-310.

“Versión consolidada del tratado de la Unión Europea”, publicado en el DOCE de 24 de diciembre de 2002, C-325.

Tratado de la Unión Europea, publicado en el DOCE de 29 de julio de 1992, C-191.

“Tratado de Niza por el que se modifican el Tratado de la Unión Europea, los Tratados Constitutivos de las Comunidades Europeas y determinados actos conexos”, publicado en el DOCE de 10 de marzo de 2001, C-80 (2001/C 80/01).

Tratado de Ámsterdam, *por el que se modifican el Tratado de la Unión Europea, los Tratados Constitutivos de las Comunidades Europeas y determinados actos conexos”*, publicado en el DOCE de 10 de noviembre de 1997, C-340.

Tratado Constitutivo de la Comunidad Europea de la Energía Atómica (EURATOM), firmado el 25 de marzo de 1957.

Tratado Constitutivo de la Comunidad Económica Europea (CEE), firmado el 25 de marzo de 1957.

Tratado Constitutivo de la Comunidad Económica del Carbón y del Acero (CECA), firmado el 18 de abril de 1951.

Reglamento (CE) nº 663/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, por el que se establece un Programa de Ayuda a la Recuperación Económica mediante la concesión de asistencia financiera comunitaria a proyectos del ámbito de la energía.

Reglamento (CE) nº 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 1775/2005.

Reglamento (CE) n° 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (CE) n° 1228/2003.

Reglamento (CE) n° 713/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de Energía.

Reglamento (CE) n° 443/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, por el que se establecen normas de comportamiento en materia de emisiones de los turismos nuevos como parte del enfoque integrado de la Comunidad para reducir las emisiones de CO₂ de los vehículos ligeros.

Reglamento (CE) n° 1775/2005 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 28 de septiembre de 2005, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural.

Reglamento (CE) n° 1228/2003 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad.

Regulation (EU) 994/2010 of the European Parliament and of the Council, of 20 October 2010, concerning measures to safeguard security of gas supply and repealing Council Directive 2004/67/EC. Publicado en DO L 295/1 de 12.11.2010.

Regulation (EU) n° 774/2010, of 2 September 2010, on laying down guidelines relating to inter-transmission system operator compensation and a common regulatory approach to transmission charging. Publicado en *DO L 233 de 3.9.2010*.

Directiva 2009/119/CE del Consejo, de 14 de septiembre de 2009, por la que se obliga a los Estados miembros a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo o productos petrolíferos. Publicado en *DO L 265 de 9.10.2009*.

Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE.

Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE.

Directiva 2009/31/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono y por la que se modifican la Directiva 85/337/CEE del Consejo, las Directivas 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE, 2008/1/CE y el Reglamento (CE) no 1013/2006 del Parlamento Europeo y del Consejo.

Directiva 2009/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, por la que se modifica la Directiva 98/70/CE en relación con las especificaciones de la gasolina, el diesel y el gasóleo, se introduce un mecanismo para controlar y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, se modifica la Directiva 1999/32/CE del

Consejo en relación con las especificaciones del combustible utilizado por los buques de navegación interior y se deroga la Directiva 93/12/CEE.

Directiva 2009/29/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

Directiva 2006/67/CE del Consejo, de 24 de julio de 2006, por la que se obliga a los Estados miembros a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo y/o productos petrolíferos.

Directiva 2006/32/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de abril de 2006, sobre la eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos.

Directiva 2005/89/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de enero de 2006, sobre las medidas de salvaguarda de la seguridad del abastecimiento de electricidad y la inversión en infraestructura.

Directiva 2004/67/CE del Consejo, de 26 de abril de 2004, relativa a las medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas natural.

Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.

Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

Directiva 98/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.

Directiva 98/93/CE del Consejo, de 14 de diciembre de 1998, por la que se modifica la Directiva 68/414/CEE sobre mantenimiento mínimo de reservas de petróleo.

Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de diciembre de 1996 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

Directiva 91/296/CEE del Consejo, de 31 de mayo de 1991, relativa al tránsito de gas natural a través de las grandes redes.

Directiva 90/547/CEE del Consejo, de 29 de octubre de 1990, relativa al tránsito de electricidad a través de las grandes redes.

Directiva 73/238/CEE, de 24 de julio, relativa a las medidas destinadas para paliar los efectos producidos por las dificultades de abastecimiento de petróleo crudo y productos petrolíferos.

Directiva 72/425/CEE, de 19 de diciembre de 1972, por la que se modifica la Directiva del Consejo de 20 de diciembre de 1968 por la que se obliga a los Estados miembros de la CEE a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo y/o productos petrolíferos.

Directiva 68/414/CEE del Consejo, de 20 de diciembre de 1968, por la que se obliga a los Estados miembros de la CEE a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo y/o productos petrolíferos.

Decisión 406/2009/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, sobre el esfuerzo de los Estados miembros para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero a fin de cumplir los compromisos adquiridos por la Comunidad hasta 2020.

Decisión 77/706/CEE del Consejo por la que se establece un objetivo comunitario de reducción del consumo de energía primaria en caso de dificultades en el abastecimiento de petróleo crudo y productos petrolíferos.

Dictamen del Comité Económico y Social Europeo sobre el tema *“Hacia una política energética común”*, publicado en el DOUE el 19.8.2008, C-211 (2008/C 211/05).

I.2.- Documentos de organizaciones internacionales e instituciones europeas.

“Analysis of cross-border congestion management methods for the EU internal electricity market”, CONSENTEC & EC, June 2004.

Annual Reports of the Market Observatory for Energy, *“Europe’s energy position Annual Report 2010”*, Brussels.

Banco de Desarrollo Asiático, *“The challenge of higher oil prices”*, the Asian Development Outlook 2005 update.

Centre for Global Energy Studies, *“Saudi Arabia’s Public Finances in 2006 and 2007”*, Global Oil Report, vol. 18, nº 1, enero-febrero 2007.

Council of the European Union, *“Council conclusions on strengthening the external dimension of the EU energy policy”*. Brussels, 24 November 2011.

Council of European Energy Regulators (CEER), *“The South East Europe Natural Gas Market”*, Final Version, 10 February 2005.

Comisión de la Energía y el Cambio Climático, *“El agotamiento de las reservas de crudo y las tendencias en el precio del petróleo”*, Academia Francesa de la Tecnología, Cuadernos de Energía (separata 19), Club Español de la Energía, Madrid, febrero 2008.

Comisión Nacional de Energía, *“Modelo de organización y principios de funcionamiento del MIBGAS. Propuesta elaborada por la CNE y la ERSE”*, de 8 de enero de 2008.

Comisión Nacional de Energía, *“Propuesta de mecanismo de gestión conjunta de la interconexión España-Portugal”*, de 14 de marzo de 2006.

“Commission's /EU's response to the high oil and food prices”, Brussels 19 June 2008 (MEMO/08/421).

Commission Staff Working Document accompanying the Communication from the Commission to the European Parliament and the Council: *“Eastern Partnership”*, COM (2008) 823.

Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: *“Energy infrastructure priorities for 2020 and beyond - A Blueprint for an integrated European energy network”*, 17 November 2010, Brussels, COM (2010) 677/4.

“Communication from the Commission to the Council forwarded on 13 October 1972 on the Necessary Progress in Community Energy Policy”, 1972, 11, Suplemento del DOCE.

Comunicación de la Comisión al Parlamento, el Consejo, el Comité Económico y Social y el Comité de las Regiones sobre la seguridad del abastecimiento energético y la cooperación internacional: *“La política energética de la UE: establecer asociaciones más allá de nuestras fronteras”*, de 7 de septiembre de 2011, COM (2011) 539 final.

Comunicación de la Comisión al Parlamento, el Consejo, el Comité Económico y Social y el Comité de las Regiones sobre el *“Plan de Eficiencia Energética 2011”*, de 8 de marzo de 2011, COM (2011) 109 final.

Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo sobre el *“Papel de las iniciativas regionales en el futuro”*, de 7 de diciembre de 2010, COM (2010) 721 final.

Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones: *“Comercio, crecimiento y asuntos mundiales. La política comercial como elemento fundamental de la Estrategia 2020 de la UE”*, de 9 de noviembre de 2010, COM/2010/0612 final.

Comunicación de la Comisión *“La Asociación Oriental”* de 13 de diciembre de 2008, COM (2008) 823 final.

Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones: *“Segunda revisión estratégica del sector de la energía. Plan de Actuación de la Unión Europea en pro de la seguridad y la solidaridad en el sector de la energía”* de 13 de noviembre de 2008, COM (2008) 781 final.

Comunicación de la Comisión relativa a la primera evaluación de los planes nacionales de acción para la eficiencia energética exigidos por la Directiva 2006/32/CE sobre la eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos: Avanzar juntos en pro de la eficiencia energética (Ref. COM (2008) 11 final, 23.1.2008).

Comunicación de la Comisión *“Hacia una Carta Europea de Derechos de los Consumidores de Energía”*, COM (2007) 386 final de 5 de julio de 2007.

Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo: *“La Sinergia del Mar Negro, una nueva iniciativa de cooperación regional”*. Bruselas, 11 de abril de 2007. COM (2007) 160 final.

Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo: *“Una Política Energética para Europa”* de 10 de enero de 2007, COM (2007) 1 final.

Comunicación de la Comisión al Consejo, al Parlamento, al Comité Económico y Social Europeo y al y al Comité de las Regiones del Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética (Plan EETE): *“Hacia un futuro con baja emisión de carbono”*, COM (2007) 723 final.

Comunicación de la Comisión *«Investigación sectorial con arreglo al artículo 17 del Reglamento 1/2003 relativo a la aplicación de las normas sobre competencia previstas en los artículos 81 y 82 del Tratado»* (informe final), COM (2006) 851.

Comunicación de la Comisión al Consejo, al Parlamento Europeo, al Comité Económico y Social y al Comité de las Regiones: *“Hacia un Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética”*, COM (2006) 847 final.

Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo: *“Plan prioritario de interconexión”*, de 10 de enero de 2007 [COM (2006) 846].

Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo: *“Política europea de vecindad. Documento de Estrategia”*, COM (2004) 373 final, Bruselas, 12 de mayo de 2004.

Comunicación de la Comisión al Consejo sobre la *“Mejora de las relaciones entre la Unión Europea y los países del Consejo de Cooperación del Golfo (CCG)”*, COM (95) 541 final.

Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo: *“Una Europa más amplia. Relaciones con los países vecinos: un nuevo marco para las relaciones con nuestros vecinos del Este y del Sur de Europa”*, COM (2003) 104 final, Bruselas, 11 de marzo de 2003.

Comunicación de la Comisión sobre *“Mercado interior de la energía: medidas coordinadas en materia de seguridad del abastecimiento energético”*, 11 de septiembre de 2002, COM (2002) 488 final.

Comunicación de la Comisión, de 26 de junio de 2002, al Consejo y al Parlamento Europeo en el que se presenta el informe final sobre el Libro Verde de la Comisión, de 29 de noviembre de 2000, *“Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético”*, [COM (2002) 321 final].

Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo, del 7 de marzo de 2001, *“Aumentar la cooperación euro-mediterránea en los sectores del transporte y la energía”*. COM/2001/0126 final.

Consejo Europeo de Bruselas de 16 de septiembre de 2010, Conclusiones (Ref. EUCO 21/1/10 REV 1).

Consejo Europeo de Bruselas de 11 y 12 de diciembre de 2008, Conclusiones de la Presidencia (17271/08).

Consejo Europeo de Bruselas de 8 y 9 de marzo de 2007, Conclusiones de la Presidencia (7224/1/07 Rev. 1).

Decisión del Consejo, de 26 de julio de 2010, por la que se establece la organización y el funcionamiento del Servicio Europeo de Acción Exterior (ref. 2010/427/UE).

Decisión 89/147/CEE del Consejo, de 20 de febrero de 1989, relativa a la celebración del Acuerdo de cooperación entre la Comunidad Económica Europea, por una parte, y los países parte de la Carta del Consejo de Cooperación para los Estados árabes del Golfo (Emiratos Árabes Unidos, Bahréin, Arabia Saudita, Omán, Qatar y Kuwait). DOCE L 054, 25/II/1989, pp. 0003-0015.

“Declaración relativa al artículo 176 A del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea” aprobada durante la Conferencia de los Representantes de los Gobiernos de los Estados miembros (celebrada en Bruselas, el 23 de julio de 2007).

Dictamen del Comité Económico y Social Europeo sobre el tema *“Participación de la sociedad civil en el establecimiento de una futura Comunidad Europea de la Energía”* (ref. TEN/459).

Documento de trabajo de la CE *“Energía para un nuevo siglo: la perspectiva para Europa”* de 1990.

EC, Final Report on *“The structuring and financing of energy infrastructure projects, financing gaps and recommendations regarding the new TEN-E financial instrument”*, Roland Berger Strategic Consultant, Berlin/Brussels, July 31, 2011.

EC, *“Report on The internal energy market – Time to switch into higher gear”*, April 2011.

EC, *“Energy Trends for 2030 – update 2009”*.

“Energía para el futuro: las fuentes de energía renovables”.- Libro Blanco por el que se establece una estrategia y un plan de acción comunitarios. COM (97) 599 final.

ERGEG, *“South-West Europe Electricity Regional Energy Market. Detailed Action Plan 2010-2012”*, Revised version, February 2011, Ref. E10-ERI-SW-IG-07-03.

ERGEG, *“Monitoring report 2010 on capacity allocation mechanisms and congestion management procedures at selected interconnection points”*, 2 February 2011, Ref. E10-GMM-11-05.

ERGEG, *“Study on congestion management procedures and antihoarding mechanisms in the European LNG terminals”*, 15 November 2010, Ref. E10-LNG-11-03.

ERGEG, *“Electricity Regulation (EC) 1228/2003: Compliance Monitoring. Third Report, 2010”*, 7 December 2010, Ref. E10-ENM-04-15.

ERGEG, “*2010 Status Review of the Liberalisation and Implementation of the Energy Regulatory Framework*”, 7 December 2010, Ref. C10-URB-34-04.

ERGEG, “*Comitology Guidelines on Fundamental Electricity Data*”, 7 December 2010, Ref. E10-ENM-27-03.

ERGEG, “*Status review of the liberalization and implementation of the Energy Regulatory Framework 2008*”, 10 December 2008, Ref. C08-URB-15-04.

ERGEG, “*Status Review on the design of the security of gas supply schemes and solidarity mechanisms between member states*”, 27 November 2008, Ref. E08-GFG-40-05.

Estrategia europea de seguridad, Una Europa segura en un mundo mejor, Bruselas, 12 de diciembre de 2003.

“*EUROGULF: An EU-GCC Dialogue for Energy Stability and Sustainability*”, Kuwait, 2005.

European Commission, World Bank, European Investment Bank, “*Caspian Development Corporation Final Implementation Report*”, IHS CERA, Cambridge, December 2010.

European Commission, “*Towards a European Energy Consumers’ Charter: protecting the consumers’ right to choose*”, 2007 (MEMO/0278).

European Commission, “*Nuclear Energy in Europe: how the EURATOM protects European Citizens*”, 2005.

European Commission “*Strengthening the EU’s Partnership with the Arab World*”, December 2003.

European Commission, “*Questions on the opening of the energy markets and the Charter*” (MEMO/0279).

European Commission, “*Internal Energy Market*”, COM (88) 238 Final, 1988, Brussels.

European Environment Agency, “*Energy and environment report 2008*”, 20 Nov 2008, Ref. EEA Report n° 6/2008.

Florence Forum, “*CONCLUSIONS, XX European Electricity Regulatory Florence Forum, 23-24 May 2011*”.

IEA, World Energy Outlook 2011 Special report, “*Are we entering a golden age of gas?*”, Paris, 2011.

IEA/OECD, “*Oil Market Report 2011*”, Paris, 2011.

IEA/OECD Energy Policies Review, “*The European Union*”, Paris, 2008.

IEA/OECD, “*Energy in the Western Balkans: The Path to Reform and Reconstruction*”, Paris, 2008.

IEA/OECD, *“Mind the Gap: Quantifying Principal-Agent Problems in Energy Efficiency”*, Paris, 2007.

IEA/OECD, *“Energy Security 2007”*, Paris, 2007.

IEA/OECD, *“Energy Security and Climate Policy: assessing interactions”*, Paris, 2007.

IEA/OECD, *“Saving oil in a hurry”*, Paris, 2005.

IEA/OECD, *“Toward a Sustainable Energy Future”*, Paris, 2001.

“Implementation of the Eastern Partnership: Report of the meeting of Foreign Affairs Ministers”, December 13, 2010.

“Identification Mission for the Mediterranean Solar Plan”, Final Report, European Commission, ENPI - Neighbourhood – Mediterranean & Eastern Europe, January 2010.

Informe del Consejo de Reguladores del MIBEL, *“Mecanismo conjunto de gestión a plazo de la interconexión España-Portugal. Propuesta de implementación”*, mayo de 2010.

Informe de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo de 15 de abril de 2008 sobre los *“Progresos realizados en la creación del mercado interior del gas y de la electricidad”*, COM (2008) 192 final.

Informe sobre el comercio mundial 2010: El comercio sobre recursos naturales. Organización Mundial del Comercio. Disponible en: www.wto.org.

Joint Communication to the European Council, the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: *“A partnership for democracy and shared prosperity with the Southern Mediterranean”*, Brussels, 8.3.2011, COM (2011) 200 final.

Joint Declaration of the Eastern Partnership Summit, Warsaw, 29-30 September 2011.

Joint Progress Report by the Council and the EC to the European Council *“Relations with Central Asia”*, Brussels, 28 June 2010.

Joint Report EU-Russia Energy Dialogue 2000-2010: *“Opportunities for our future Energy Partnership”*, Brussels/Moscow November 2010.

Joint Report EU-Russia Energy Dialogue, 9th progress report, Paris 2008.

“Joint Declaration of the Prague Eastern Partnership Summit”. Prague, 7 May 2009 (Brussels, 7 May 2009_8435/09).

Libro Verde titulado *“Estrategia Europea para una Energía Sostenible, Competitiva y Segura”*, [COM (2006) 105, marzo de 2006].

Libro Verde titulado *“Estrategia Europea para una Energía Sostenible, Competitiva y Segura”* o la *“Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo: Plan prioritario de interconexión”* [COM (2006) 846].

Libro Verde: *“Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético”* publicado por la CE el 29 de noviembre de 2000.

“Market Potential and Financial Impact of Solar Power Generation in Mediterranean Partner Countries”, Final Draft, April 2010, MEDRING Update Study Volume III, Euro-Mediterranean Energy Market Integration Project.

“Mediterranean Solar Plan Strategy Paper”, European Commission, February 2010.

“Overall Assessment of the Consequences of the Suez Canal Crisis for the Energy Supply of Western Europe”, Organisation for European Economic Cooperation, Energy Committee, Paris, 20 February 1957, EN.

Paper from Commission/SG/HR for the European Council, *“An external policy to serve Europe’s energy interests”*. May 2006.

Propuesta de Decisión del Consejo por la que se derogan la Decisión 68/416/CEE del Consejo relativa a la celebración y ejecución de los acuerdos intergubernamentales especiales relativos a la obligación de los Estados miembros de mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo y/o productos petrolíferos [COM/2002/0488 final/DO C 331E de 31.12.2002, p. 280/280].

Propuesta de Directiva del Consejo por la que se derogan las Directivas 68/414/CEE y 98/93/CE del Consejo por las que se obliga a los Estados miembros de la CEE a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo y/o productos petrolíferos [COM/2002/0488 final - CNS 2002/0221].

Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo relativa a la aproximación de las medidas en materia de seguridad del abastecimiento de productos petrolíferos [COM/2002/0488 final - COD 2002/0219, Diario Oficial n° 331 E de 31/12/2002 p. 0249 – 0261].

Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y el Consejo relativa a unas medidas de protección de la seguridad de abastecimiento de gas natural [COM/2002/0488 final - COD 2002/0220 DO C 331E de 31.12.2002, p. 262/278].

Propuesta de Reglamento sobre Infraestructuras Energéticas Trans-Europeas, de 19 de octubre de 2011 (COM (2011) 658 final).

“Report on the implementation of the acquis under the treaty establishing the Energy Community”, Energy Community Secretariat, November 2009,

Resolución legislativa del Parlamento Europeo, de 9 de julio de 2008, sobre la propuesta de Directiva por la que se modifica la Directiva 2003/55/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural (COM (2007)0529 – C6-0317/2007 – 2007/0196(COD)).

Resolución legislativa del Parlamento Europeo, de 9 de julio de 2008, sobre la propuesta de Reglamento por el que se modifica el Reglamento (CE) n° 1775/2005 sobre las

condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural (COM (2007)0532 – C6-0319/2007 – 2007/0199(COD)).

Resolución legislativa del Parlamento Europeo, de 18 de junio de 2008, sobre la propuesta de Directiva por la que se modifica la Directiva 2003/54/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad (COM (2007)0528 – C6-0316/2007 – 2007/0195(COD)).

Resolución legislativa del Parlamento Europeo, de 18 de junio de 2008, sobre la propuesta de Reglamento por el que se modifica el Reglamento (CE) n° 1228/2003 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad (COM(2007)0531 – C6-0320/2007 – 2007/0198 (COD)).

Resolución legislativa del Parlamento Europeo, de 18 de junio de 2008, sobre la propuesta de Reglamento por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (COM (2007)0530 – C6-0318/2007 – 2007/0197(COD)).

Resolución del Parlamento Europeo sobre la política europea de vecindad, P6_TA (2006)0028, Estrasburgo, 19 de enero de 2006.

Resolución del Parlamento Europeo sobre “*Una Europa más amplia. Relaciones con los países vecinos: un nuevo marco para las relaciones con nuestros vecinos del Este y del Sur de Europa*” (COM (2003) 104_2003/2018(INI)), DO C, 87 E, 7.4.2004, pp. 506-514.

Resolución del Parlamento Europeo sobre Euromed, P5_TA (2003) 0518, 19.11.2003, p. 2-3.

Soler i Lecha E., “*El Mediterráneo tras la cumbre de Barcelona, la necesidad de una voluntad política ampliada*”, Serie Mediterráneo núm. 5: El Mediterráneo tras la Cumbre de Barcelona, Fundació CIDOB, Barcelona, junio 2006.

“*Supplying the EU Natural Gas: Final Report*”, European Commission, November 2010.

“*The Declaration – Prague Summit, Southern Corridor*”, May 8, 2009.

UNCTAD, Informe Mundial sobre las Inversiones, 2006.

UNCTAD Series on International Investment Policies for Development, “*The REIO exception in MFN treatment clauses*”, United Nations, 2004.

“*White Paper: An Energy Policy for the European Union*”. COM (95) 682 final, 13 December 1995.

World Energy Council (WOC), “*Europe’s Vulnerability to energy crisis: executive summary*”, 2008.

II.- REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.

II.1- Libros generales y monográficas.

Aalton P., *"The EU-Russian energy dialogue"*, Ashgate, London, 2008.

Álvarez Feáns A., *"Nigeria: las brechas de un petroestado"*, Casa África / Catarata, Madrid, 2010.

Alfonso J., Altieri Silva R.G., Barboza J., *"Electricidad e hidrocarburos en Latinoamérica. Aspectos regulatorios y medioambientales"*, Serie Energía y Regulación, Thomson/Civitas, Madrid, 2011.

Ariño y Asociados, *"Energía en España y desafío europeo"*, Comares, Granada, 2006.

Baev P., Bartuska V., Cleutinix C., *"Pipelines, politics and power. The future of EU-Russia energy relations"*, Centre for European Reform, London, October 2008.

Belyi A., *"EU External Energy Policies: A Paradox of Integration"*, Europe's Global Role, Aldershot: Ashgate, 2009.

"BP Statistical Review of World Energy", June 2009.

Cameron P., *"Competition in Energy Markets – Law and Regulation in the European Union"*, Oxford, 2007.

Centro Superior de Estudios de la Defensa Nacional (CESEDEN) - Monografías, *"Influencia rusa en su entorno geopolítico"*, Ministerio de Defensa, Madrid, Enero 2002.

De Areilza J.M., Isbell P., Noya J., *"Europa después de Europa"*, Academia Europea de Ciencias y Artes, Madrid, 2010.

Delvaux, B.; Hunt, M.; Talus, K., *"EU energy law and policy issues"*, ELRF Collection, Euroconfidentiel, 2nd edition, Brussels, 2010.

El-Gamal, M. A.; Jaffe, A.M., *"Oil, dollars, debt, and crises: the global curse of black gold"*, Cambridge University Press, London, 2010.

Enerclub, *"Energía. Una visión económica"*, Club Español de la Energía, Madrid, 2008.

Florensa S., *"España y el Mediterráneo"* Anuario del Mediterráneo, IEMed/Fundació CIDOB, Barcelona, 2006.

Furfari S., *"Le monde et l'énergie enjeux géopolitique, Vol. I: Les clefs pour comprendre"*, Technip, Paris, 2007.

Furfari S., *"Le monde et l'énergie enjeux géopolitique, Vol. II: Les cartes en mains"*, Technip, Paris, 2007.

Gallardo F., *“Crisis financieras y energéticas de ámbito internacional”*, Thomson, Madrid, 2005.

García Delgado J.L. y Jiménez J.C., *“El sector energético ante un nuevo escenario”*, Thomson/Civitas, Madrid, 2010.

García Delgado J.L. y Jiménez J.C., *“Perspectivas de la regulación energética en Iberoamérica”*, Thomson/Civitas, Madrid, 2010.

García Delgado J.L. y Jiménez J.C., *“Energía y regulación en Iberoamérica”*, Thomson/Civitas, Madrid, 2008.

García Delgado J.L. y Jiménez J.C., *“Energía y regulación”*, Thomson/Civitas, Madrid, 2007.

García Delgado J.L. y Jiménez J.C., *“Energía: del monopolio al mercado. CNE, diez años en perspectiva”*, Thomson/Civitas, Madrid, 2006.

Garrido V., López Bueno J.M., *“Política Euromediterránea: el Mediterráneo tras el Tratado de Lisboa”*, Universidad Francisco de Vitoria, Madrid, 2010.

Gorelick, S. M., *“Oil panic and the global crisis: predictions and myths”*, Wiley-Blackwell, 2010.

Haghighi S., *“Energy Security: the external legal relations of the EU with major oil and gas supplying countries”*, Hart, London, 2007.

Hernando de Larramendi M., *“La politique étrangère de l’Espagne envers le Maghreb: De l’adhésion à l’Union européenne à la guerre contre l’Iraq (1986-2004)”*, L’Anée du Maghreb 2004, CNRS éditions, París, 2006.

Joffe G., *“La inversión extranjera en el contexto de la Asociación Euromediterránea”*, Capítulo 2 del libro monográfico *“La Asociación Euromediterránea: una década después”*, FRIDE & Real Instituto Elcano, enero de 2005, pp. 39-50, disponible en: www.fride.org.

Jones C., *“EU ENERGY LAW: The internal energy market”*, Vol. I, Third Edition, Claeys & Casteels, 2010, Leuven, Belgium.

Khader B., *“Europa por el Mediterráneo. De Barcelona a Barcelona (1995-2009)”*, Icaria, Barcelona, 2009.

Kienle E., *“¿Es posible una reforma política mediante una reforma económica? Los países del sur del Mediterráneo diez años después de la Declaración de Barcelona”*, Libro monográfico *“La Asociación Euromediterránea: una década después”*, FRIDE & Real Instituto Elcano, enero de 2005, pp. 25-39, disponible en: www.fride.org.

Klare M. T., *“Sangre y petróleo”*, Urano, Barcelona, 2006.

Leonard M., Krastev I., *“NewWorld Order: The balance of soft power and the rise of herbivorous powers”*, European Council on Foreign Relations, Londres, 2007.

Marquina A. y otros, *“Energy Security: visions from Asia and Europe”*, Palgrave Macmillan, November 2008.

Marzo i Carpio M., *“Suministro global de petróleo: retos e incertidumbres”*, Real Academia de Ciencias y Artes de Barcelona, Barcelona, 2010.

Muns A., *“Turquía y la UE: Trazando el camino a seguir”*, Revista d’Afers Internacionals, Fundacio CIDOB, nº 75, Barcelona, octubre-noviembre 2006.

Núñez Villaverde J. A., *“La política española hacia la Asociación Euromediterránea”*, libro monográfico *“La Asociación Euromediterránea: una década después”*, FRIDE & Real Instituto Elcano, enero de 2005, pp. 119-127, disponible en: www.fride.org.

O’Sullivan D., *“Petromanía: black gold, paper barrels and oil price bubbles”*, HARRIMAN HOUSE, 2009.

Palazuelos E. y otros, *“El petróleo y el gas en la geoestrategia mundial”*, AKAL, Madrid, 2008.

Pascual C., Elkind J., *“Energy security. Economics, politics, strategies and implications”*, Brookings Institution Press, Washington D.C., 2010.

Piebalgs A., *“Europe’s New Energy Policy”*, Claeys & Casteels, Leuven, 2009.

Prat J., *“La Asociación Euromediterránea ¿Quo Vadis Barcelona?”*, Monografías del CESEDEN: Una década del Proceso de Barcelona: evolución y futuro, número 86, abril 2006.

Remiro A., Riquelme R., Díez Hochleitner J., Orihuela E., Pérez-Prat L., *“Derecho Internacional”*, Curso General, Tirant Lo Blanch, Valencia, 2010.

Remiro A. (ed.), *“Los límites de Europa”*, Academia Europea de Ciencias y Artes, Madrid, 2008.

Roggenkamp M., Redgwell C., Del Guayo I. and Ronne A., *“Energy Law in Europe”*, London, Oxford University, Nueva York, 2007.

Rosell J., *“¿Y después del petróleo, qué? Luces y sombras del futuro energético”*, Barcelona, Deusto, 2007.

Seifert T., Werner K., *“El libro negro del petróleo. Una historia de codicia, guerra, poder y dinero”*, Capital Intelectual y Le Monde Diplomatique, Buenos Aires, 2008.

Smeenk T. *“Russian gas for Europe: Creating Access and Choice”*, Clingendael International Energy Programme, 2010.

Soler i Lecha E., *“España y el Mediterráneo: En defensa del Proceso de Barcelona”*, Monografías del Observatorio de Política Exterior Europea, núm. 4: *España en Europa 2004-2008*, Institut Universitari d’Estudis Europeus, Bellaterra (Barcelona), Febrero 2008.

Talus K., Fratini P.L., *“EU-Russian energy relations”*, Euroconfidentiel, Brussels, 2010.

Youngs R., *“Energy security: Europe's new foreign policy challenge”*, Routledge, 2009.

Wenger A.; Orttung R.; Perovic J., *“Energy and the transformation of international relations: toward a new producer-consumer framework”*, Oxford Institute for Energy Studies / Oxford University Press, Nueva York, 2009.

II.2- Documentos de trabajo y artículos.

Adams G., Traylor D., *“Propulsando el mundo del mañana. Las IOC y las NOC en el punto de inflexión”*, Separata del nº 25 de Cuadernos de Energía, ENERCLUB, Madrid, julio 2009.

Adu O., *“Competition or energy Security in the EU Internal Gas Market: an Assessment of European commission Decisions on Long Term Gas Contracts”*, OGEL, September 2010.

Ariño G., *“Privatizaciones y liberalizaciones energéticas: balance de situación”*, Energía: Del Monopolio al Mercado. CNE, diez años en perspectiva, Thomson/Civitas, 2006, pp. 461-481.

Ariño G., *“El desafío europeo: ¿campeones o mercado?”*, Gaceta Jurídica, nº 247, Enero-Febrero 2007.

Ariza L. M., *“Petróleo ¿cuanto queda realmente?”*, publicado en el suplemento dominical del diario de El País el 1 de junio de 2008.

Arnot R., *“Oil and Gas Reserves: Communication with the Financial Sector”*, Energy, Environment and Development Programme, Oxford Institute for Energy Studies, Chatham House, Oct. 2004.

Arteaga F., Escribano G., *“Irán y el cierre del Estrecho de Ormuz: analizando los riesgos militares y energéticos”*, ARI 5/2012, Real Instituto Elcano, 23 de enero de 2012.

Arteaga F., *“La Estrategia Europea de Seguridad, cinco años después”*, Seguridad y Defensa - ARI Nº 15/2009, Real Instituto Elcano, publicado el 22 /01/2009.

Ayadi R., *“La Unión por el Mediterráneo: funcionamiento y vías de reforma”*, Revista de Economía Exterior nº 57, Madrid, julio 2011, pp. 63-77.

Babayan N., *“Armenia: Why the European Neighbourhood Policy has failed”*, Policy Brief nº 68, FRIDE, February 2011.

Barbé Izuel E., Mestres i Camps L., Soler i Lecha E., *“La política mediterránea de España: entre el Proceso de Barcelona y la Política Europea de vecindad”*, Revista Cidob d'Afers Internacionals nº 79-80, Diciembre 2007.

Belyi A., Nappert S., Pogoretskyy V., *“Modernizing the Energy Charter Process? The Energy Charter Conference Road Map and the Russian Draft Convention on Energy Security”*, OGEL, March 2011.

Belyi A.V., “*A Russian Perspective on the Energy Charter Treaty*”, ARI del Real Instituto Elcano nº 98/2009, publicado el 16-6-2009.

Belyi A.V., “*A new Energy Charter Treaty: Myth or Reality?*”, OGEL, May 2009.

Benavides P., “*¿Se acaba el petróleo?*”, Documento de Trabajo del Real Instituto Elcano nº 83-2008, Área de Economía y Comercio Internacional, publicado el 23-7-2008.

Benford J., “*Special Report 1 EU Energy Policy: internal developments and external challenges*”, The Economist Intelligence Unit Limited European Policy Analyst, May 2006.

Boonstra J., “*The EU’s Interests in Central Asia: Integrating Energy, Security and Values Into Coherent Policy*”, Documento de Trabajo nº 9, Fundación para las Relaciones Internacionales y el Diálogo Exterior (FRIDE), enero 2011.

Boonstra J., “*The EU-Turkmenistan energy relationship: difficulty or opportunity?*”, Documento de Trabajo nº 5, Fundación para las Relaciones Internacionales y el Diálogo Exterior (FRIDE), octubre 2010.

Boonstra J., Shapovalova N., “*La Asociación Oriental de la Unión Europea: Un año de retrocesos*”, Documento de Trabajo nº 99, Fundación para las Relaciones Internacionales y el Diálogo Exterior (FRIDE), mayo 2010.

Boonstra J., Burke E., Youngs R., “*La política de la energía: Una comparación entre Azerbaiyán, Nigeria y Arabia Saudí*”, Documento de trabajo nº 68, FRIDE, Septiembre 2008.

Burke E., Echagüe A., Youngs R. “*¿Por qué la Unión Europea necesita una política más amplia hacia Oriente Medio?*”, Documento de trabajo nº 93, FRIDE, 2010.

Burke E., Echagüe A., Youngs R. , Sasuya J.; Alshakhanbeh N. “*The Gulf in the new world order: a forgotten emerging power*”, Working Paper nº 101, FRIDE, September 2010.

Burke E., Echagüe A., Youngs R. “*Energy Challenges in the Middle East and North Africa*”, Working Paper nº 2, European Association of Development Research and Training Institute (EADI), October 2008.

Cameron F., “*The Politics of EU-Russia Energy Relations*”, May 2009, www.ogel.org.

Campos A., “*Guinea Ecuatorial: ¿”maldición de los recursos” o “extraversión” histórica del poder?*”, ARI 19/2010, Real Instituto Elcano, publicado el 26 de enero de 2010.

Centurión J.L., “*La OPEP del gas deberá esperar*”, Revista La Clave, 23 de mayo de 2008.

Correljé A. and Van der Linde C., “*Energy supply security and geopolitics: A European perspective*”, Energy Policy, 4 January 2006.

Daintith T., Hancher L., *“La stratégie énergétique en Europe: son cadre juridique”*, OPOCE, Bruselas, Col. Perspectives Européennes, 1987.

Dargin J., *“The Dolphin Project: The Development of a Gulf Gas Initiative”*, Oxford Institute for Energy Studies, January 2008.

De Hauteclocque A. and Talus K., *“Capacity to compete: Recent trends in Access regimes in electricity and natural gas networks”*, EUI Working Paper 2011/09, Robert Schuman Centre for Advanced Studies, Loyola de Palacio Programme on Energy Policy, Florence, February 2011.

De Jong J.J. and Weeda E., *“Europa, la UE y sus tesis sobre energía en 2050”*, Programa Internacional de Energía Clingendael, Papeles de Cuadernos de Energía, separata nº 20, Enerclub, Madrid, 2008.

De Jong S., Wouters J., Sterkx S., *“The EU in multilateral security governance: the case of the Russian-Ukrainian gas dispute”*, Working Paper nº 30, Leuven Centre for Global Governance Studies, October 2009.

Delcour L., *“The Institutional Functioning of the Eastern Partnership: an early assessment”*, Eastern Partnership Review nº 1, Estonian Center of Eastern Partnership, October 2011.

De Quinto J, Villafruela L., *“El mercado ibérico de electricidad en el contexto de los intercambios regionales en la UE”*, Revista de Economía Industrial nº 364, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2007.

Echagüe A., *“Es hora de que España lidere la Política Mediterránea de la UE”*, nº 54 FRIDE, abril 2011.

Echagüe A., *“¿Cambio o continuidad? La política estadounidense hacia Oriente Medio y sus implicaciones para la Unión Europea”*, Documento de trabajo nº 95, FRIDE, marzo de 2010.

Echagüe A., *“La Unión Europea y el Consejo de Cooperación del Golfo para los Estados Árabes del Golfo Pérsico”*, Documento de trabajo nº 39, FRIDE, mayo de 2007.

Echagüe A., *“Cambio político en los Estados del Golfo Pérsico: ¿algo más que una reforma superficial?”*, FRIDE, noviembre de 2006.

Escribano G., *“Una agenda energética para Libia: seguridad, reconstrucción y gobernanza”*, ARI 139/2011, Real Instituto Elcano, 17 de octubre de 2011.

Escribano G., *“La Agencia Internacional de la Energía responde a la crisis libia”*, ARI 117/2011, Real Instituto Elcano, 7 de julio de 2011.

Escribano G., *“Nueva energía y amenazas en el Mediterráneo”*, Revista de Economía Exterior nº 57, Madrid, julio 2011, pp. 147-158.

Escribano G., *“Energía en el Norte de África: vectores de cambio”*, Documento de Trabajo 13/2011, Área: Programa de Energía y Cambio climático, Real Instituto Elcano, 6 de julio de 2011.

Escribano G., *“Precios de los hidrocarburos y situación en el Mundo Árabe”*, Nota para el “Observatorio: Crisis en el mundo árabe” nº 18, Real Instituto Elcano, 22 de marzo de 2011.

Escribano G., *“Cambio político y económico en el mundo árabe: algunas implicaciones para España”*, ARI 49/2011, Real Instituto Elcano, publicado el 9 de marzo de 2011.

Escribano G., *“Cambio en el mundo árabe y seguridad energética: el corto y el largo plazo”*, Nota para el “Observatorio: Crisis en el mundo árabe” nº 10, Real Instituto Elcano, 24 de febrero de 2011.

Escribano G., *“Entre el mercado y la geopolítica: seguridad de abastecimiento y corredores energéticos en la UE”*, Información Comercial Española (ICE), nº 842 (mayo-junio 2008).

Escribano G., *“Seguridad energética: concepto, escenarios e implicaciones para España y la UE”*, Documento de Trabajo del Real Instituto Elcano nº 33-2006, Área de Economía y Comercio Internacional, publicado en diciembre 2006.

Escribano G., *“El Área de Libre Comercio entre la UE y el Consejo de Cooperación del Golfo: una oportunidad para España”*, ARI nº 46/2006, Real Instituto Elcano, publicado el 18 de abril de 2006.

Escribano G., *“¿Europeización sin Europa? Una reflexión crítica sobre la Política de Vecindad para el Mediterráneo”*, Documento de Trabajo del Real Instituto Elcano nº 23-2005, Área de Economía y Comercio Internacional, publicado el 11 de mayo de 2005.

Escribano G., *“An International Political Economy View of EU-GCC Partnership”*, Journal of Development and Economic Policies, vol. 8, nº 1, 2005.

Fabro G., *“La pugna por Endesa: un desenlace inesperado”*, Revista Economistas, nº 118, 2008.

Farrel D., Nyquist S. and Rogers M., *“Curbing the growth of global energy demand”*, The McKinsey Quarterly, London, July 2007.

Fernández H. A., *“Relaciones euromediterráneas”*, Economía Exterior nº 57, verano 2011, pp. 77-83.

Fernández H. A., *“Relaciones internacionales del Golfo: intereses, alianzas, dilemas y paradojas”*, ARI 48/2011, Real Instituto Elcano, publicado el 8 de marzo de 2011.

Fernández R., *“La crisis también llega a Rusia”*, ARI nº 75/2009, Real Instituto Elcano, publicado el 13 de febrero de 2009.

Fiton D. y Locatelli C., *“Russian and European Gas Interdependence. Can market forces balance out geopolitics?”*, Cahier de Recherche LEPII, serie EPE, nº 41 bis, enero 2007.

Fotiou E., “*Caucasus Stability and Cooperation Platform*”: *What is at Stake for Regional Cooperation?*”, Policy Brief nº 16, International Centre for Black Sea Studies (ICBSS), June 2009.

Gallego A., “*Novedades de la justicia comunitaria para el mercado energético español: los casos de la opa de EON y de la llamada ley anti-EDF*”, *La Ley* nº 6 Nueva Época, noviembre-diciembre 2008.

Gat A., “*The return of Authoritarian Great Powers*”, *Foreign Affairs*, July-August 2007.

Gault J., “*European Energy Security: Balancing Priorities*”, FRIDE, Madrid, Mayo 2007.

Gault J., “*EU energy security and the periphery*”, *European Union Foreign and Security Policy: Towards a Neighbourhood Strategy*, Routledge, London, 2004, p. 177.

Gil-Mugarza, G., “*El gas en Oriente Medio y el norte de África: algo más que petróleo*”, *Revista Gas Actual*, 2006, pp. 36-42.

Grenon M., “*Presentation des principales politiques energetiques nationales*”, *Revue de l'énergie*, 1988, nº 401.

Grevi G., “*Making EU strategic Partnerships effective*”, Working Paper nº 105, FRIDE, December 2010.

Hall S., “*EU energy markets prepare for new rules*”, *EU Energy*, Issue 207, May 8, 2009.

Hautakangas E., “*Congestion management from the EU Law Perspective*”, *OGEL*, June 2011.

Helm D., “*The Russian dimension and Europe's external energy policy*”, University of Oxford, 2007.

Helm D., “*European energy policy: meeting the security of supply and climate change challenges*”, *European Investment Bank Papers*, Volume 12, 2007, published May 1st 2007.

Helm D., “*Europe's energy future: in the dark*”, *OpenDemocracy*, January 2007 (opendemocracy.net).

Helm D., “*The assessment: the new energy paradigm*”, *Oxford review of economic policy*, Volume 21, 2005.

Isbell P., “*A preliminary view of Obama's future energy policy*”, WP nº 2/2009, Real Instituto Elcano, Madrid, publicado el 13 de enero de 2009.

Isbell P., “*El rompecabezas de la seguridad energética*”, Real Instituto Elcano, ARI nº 67/2008, Madrid, publicado el 26 de junio de 2008.

Isbell P., “*Hugo Chávez y los límites de la petropolítica*”, Real Instituto Elcano, ARI nº 23/2008, Madrid publicado el 22 de mayo de 2008.

Isbell P., *“Energía y geopolítica en América Latina”*, Real Instituto Elcano, Madrid, ARI nº 12/2008, publicado el 27 de febrero de 2008.

Isbell P., *“Reexaminando la seguridad energética”*, Análisis del Real Instituto Elcano nº 123-2007, Área de Economía y Comercio Internacional, publicado el 11 de diciembre de 2007.

Isbell P., *“El nuevo escenario energético y sus implicaciones geopolíticas”*, Documento de Trabajo del Real Instituto Elcano nº 21/2007, publicado el 30 de mayo de 2007.

Isbell P., *“Hugo Chávez y el futuro del petróleo venezolano (II): el pillaje de PdVSA y la amenaza a su nivel de producción”*, Real Instituto Elcano, Madrid, ARI nº 16 de 2007, publicado el 12 de febrero de 2007.

Isbell P., *“Hugo Chávez y el futuro del petróleo venezolano (I): el resurgimiento del nacionalismo energético”*, Real Instituto Elcano, Madrid, ARI nº 15, publicado el 9 de febrero de 2007.

Isbell P., *“La dependencia energética y los intereses de España”*, Análisis del Real Instituto Elcano nº 32-2006, Área de Economía y Comercio Internacional, publicado el 3 de marzo de 2006.

Isbell P., *“Los precios del petróleo: la situación actual y las perspectivas futuras”*, Análisis del Real Instituto Elcano nº 98/2005, Área de Economía y Comercio Internacional, publicado el 14 de julio de 2005.

Kausch K., *“Europa y Rusia, más allá de la energía”*, Documento de trabajo nº 33, FRIDE, marzo 2007.

Khader B., *“Unión Mediterránea: ¿bonitas palabras o buena idea?”*, Política Exterior, nº 122, marzo-abril de 2008, pp. 65-80.

Kinnander E., *“The Turkish-Iranian Gas Relationship: Politically Successful, Commercially Problematic”*, NG 38, Oxford Institute for Energy Studies, January 2010.

Konoplyanik A.A.; *“A Common Russia-EU Energy Space (The new EU-Russia Partnership Agreement, acquis communautaire, the Energy Charter and the new Russian initiative)”*. OGEL 2 (2009), www.ogel.org.

Kovacevic A., *“The Impact of the Russia-Ukraine Gas Crisis in South Eastern Europe”*, Oxford Institute for Energy Studies, March 2009.

Lázaro L., *“Cancún: anclando Copenhague y salvando el proceso para salvar el clima... quizá mañana”*, ARI 12/2011, Real Instituto Elcano, publicado el 20 de enero de 2011.

Leonard M. y Youngs R., *“El efecto Europa”*, Foreign Policy, nº 23, 2007.

Linares P., *“Eficiencia energética y medioambiente”*, Información Comercial Española, 2009, pp. 75-93.

Lorca A., *“El despertar árabe, desde el Atlántico al Indico”*, Economía Exterior nº 57, verano 2011, pp. 9-19.

Lorca A., *“Arabia Saudita y el dominó de la primavera árabe”*, Observatorio: Crisis en el mundo árabe nº 21, Real instituto Elcano, 1 de abril de 2011.

Lorca A. y Escribano G., *“Réquiem por el Mediterráneo, tal y como lo hemos conocido”*, Nota para el “Observatorio: Crisis en el mundo árabe” nº 13, Real Instituto Elcano, 11 de marzo de 2011.

Mabro R., *“El nacionalismo petrolero, la industria del petróleo y la seguridad energética”*, Análisis del Real Instituto Elcano nº 114/2007, Área de Economía y Comercio Internacional, publicado el 21 de noviembre de 2007.

Mandil C., *“La seguridad energética y la Unión Europea. Propuestas para la Presidencia Francesa de la Unión Europea”*, Papeles de Cuadernos de Energía, separata nº 22, Enerclub, Madrid, octubre 2008.

Mañé-Estrada A., *“European energy security: Towards the creation of the geo-energy space”*, Barcelona University, Energy Policy, 7 October 2005.

Marcel V., *“Investments in Middle East Oil: who needs whom?”*, Energy, Environment and Development Programme, Oxford Institute for Energy Studies, Chatham House, February 2006.

Marín Quemada J. M., Escribano Francés G., *“El Plan Solar mediterráneo y la integración energética euro-mediterránea”*, Revista de Economía Industrial nº 377, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Madrid, 2010, pp. 118-126.

Marín Quemada J. M. y Escribano G., *“Seguridad energética en la UE: implicaciones para España”*, Energía. Una visión económica, Club Español de la Energía, 2008, Madrid.

Marín Quemada J. M., *“Política energética en la UE: el debate entre la timidez y el atrevimiento”*, Información Comercial Española (ICE), nº 842 (mayo-junio 2008).

Marín Quemada J.M., *“Guinea Ecuatorial: de la política económica a la política de hidrocarburos”*, Documento de Trabajo 26, Real Instituto Elcano, publicado el 14 de junio de 2007.

Martin I., *“Empleo y políticas de empleo en el Norte de África: de causas de las revueltas a claves de la transición”*, ARI nº 64/2011, Real Instituto Elcano, publicado el 5 de abril de 2011.

Marzo Carpio M., *“El suministro global de petróleo. Retos e incertidumbres”*, Cuadernos de Energía (separata 29), Club Español de la Energía, Madrid, junio 2010.

Mitchell J., *“Petroleum reserves in question”*, Oxford Institute for Energy Studies, October 2004.

Moré I., *“Rusia abre la caja de Pandora del gas”*, ARI del Real Instituto Elcano nº 5/2006, publicado el 18 de enero de 2006.

- Müller-Kraenner S., *“Energy security: re-measuring the world”*, Earthscan, 2008.
- Müller F., *“Energy Security: Demands imposed on German and European foreign policy by a changed configuration in the world energy market”*, SWP Research Paper, January 2007, p. 18.
- Munich Gasa J., *“El diálogo Euro-árabe”*, Afers Internacionals, núm. 16, Barcelona, 1989, pp. 23-36.
- Myers K. and Lahn G., *“Good Governance of the National Petroleum Sector”*, Energy, Environment and Development Programme, Oxford Institute for Energy Studies, Chatham House, London, January 2006.
- Nappert S., *“Russia and the Energy Charter Treaty: The Unplumbed Depths of Provisional Application”*, Vol. 6 - issue 3, November 2008, www.ogel.org.
- Nonay Domingo, M.T., *“La geopolítica del gas natural en Europa: la estrategia rusa de abastecimiento de gas y el contexto actual del mercado”*, Cuadernos de Energía nº 28, Club Español de la Energía, Madrid, junio 2010.
- Núñez J., *“Las relaciones euromediterráneas tras la cumbre de Barcelona”*, Memorando OPEX, núm. 5, 2006.
- Offerdal K., *“Arctic Energy in EU Policy: Arbitrary Interest in the Norwegian High North”*, Arctic Review, Vol. 63, nº 1 (March 2010), p. 30–42, The Arctic Institute of North America.
- Orozco O., *“De nuevo ante los árabes: el meollo de la cuestión”*, Economía Exterior nº 57, verano 2011, pp. 19-31.
- Palazuelos, E. *“La situación petrolera actual: jugadores, espacios y mecanismos de intercambio”*, Análisis del Real Instituto Elcano, Documento de Trabajo nº 64-2009, Área de Economía y Comercio Internacional, publicado el 16 de diciembre de 2009.
- Pirani S., Stern J. and Yafimava K., *“The April 2010 Russo-Ukrainian gas agreement and its implications for Europe”*, Oxford Institute for Energy Studies, June 2010.
- Pirani S., Stern J. and Yafimava K., *“The Russo-Ukrainian gas dispute of January 2009: a comprehensive assessment”*, Oxford Institute for Energy Studies, February 2009.
- Pollitt M., *“Evaluating the vidence on electricity reform: lessons for the SEE market”*, Utilities Policy 17 (2009), Elsevier, p. 13-23.
- Priego A., *“El Servicio Europeo de Acción Exterior: ¿una revolución para el proceso de integración y para la diplomacia?”*, ARI 95/2011, Real Instituto Elcano, publicado el 23 de mayo de 2011.
- Qabazard H.M., *“The Changing Role of the National and International Oil Company in a Geopolitical Context”*, Vol. 5 - issue 2, OGEL, April 2007.

Rubio Plo A. R., “*La política mediterránea de Francia: del imperio latino de Alexandre Kojève al neogaullismo de Henri Guaino*”, Análisis del Real Instituto Elcano nº 86/2008, Área de Economía y Comercio Internacional, publicado el 5 de agosto de 2008.

Ruiz J.M., “*¿Es realmente responsable la especulación financiera del incremento reciente del precio del petróleo?*”, Análisis del Real Instituto Elcano, Documento de Trabajo nº 85-2008, Área de Economía y Comercio Internacional, publicado el 4 de agosto de 2008.

Sabina Oliver M. J., “*Cooperación Euromediterránea: una Unión mediterránea para escépticos*”, RERI nº 1, julio 2009, pp. 164-175.

Sáenz de Miera G., Muñoz M.A., “*La eficiencia energética: análisis empírico y regulatorio*”, ARI 37/2009, Real Instituto Elcano, publicado el 15 de julio de 2009.

Sala-i-Martin X. y Subramanian A., “*Addressing the Natural Resource Curse: An Illustration from Nigeria*”, IMF Working Paper No. 03/139, 2003.

Salinas E., “*Case example on authorisations of operations of mergers and acquisitions: the Endesa case*”, Florence School of Regulation, 2009.

Sánchez Andrés A., “*La geopolítica de la energía: vista y analizada desde España*”, 2006-2007, Universidad de Valencia.

Sánchez Andrés A., “*Gazprom: ¿un instrumento de política económica y exterior rusa?*”, Gas y Petróleo en Rusia: impacto interno y proyección exterior, Universidad de Valencia, 2006.

Sánchez Andrés A., “*La interdependencia energética ruso-europea*”, Análisis del Real Instituto Elcano Documento de Trabajo nº 25-2007, Área de Economía y Comercio Internacional, publicado el 8 de junio de 2007.

Sánchez Andrés A., “*Relaciones económico-políticas entre Rusia y los países de la península arábiga*”, Análisis del Real Instituto Elcano Documento de Trabajo, Área de Economía y Comercio Internacional, publicado el 12 de abril de 2007.

Shapovalova N., “*Ukraine: Lynchpin for European Energy Security*”, Democracy Background, July 2008, Fundación para las Relaciones Internacionales y el Diálogo Exterior (FRIDE).

Sierra J., “*La energía y las políticas europeas. Su repercusión en España*”, Documento de trabajo del Grupo de energía del Real Instituto El Cano, 23 de enero 2008.

Smith, K. C., “*Russia-Europe energy relations: implications for U.S. policy*”, Center for Strategic & International Studies (CSIS), Washington, 2010.

Solonenko I., “*Added value? The Eastern Partnership and EU-Ukraine Bilateral Relations*”, Internationale Politik und Gesellschaft nº 3, Friedrich Ebert Stiftung, 2011.

Soltanov E., “*The South East Europe Pipeline: Greater Benefit for a Greater Number of Actors*”, IAI Working Papers 12/02, Istituto Affari Internazionali, January 2012.

Sorroza A., *“La UE ante los procesos de cambio en el Mediterráneo: una oportunidad para articular una política coherente con sus intereses y principios”*, ARI 41/2011, publicado el 22 de febrero de 2011.

Squicciarini G., Cervigni G., Perekhodtsev D., Poletti C., *“The integration of the European electricity markets at a turning point: from the regional model to the third legislative package”*, EUI Working Paper 2010/56, Robert Schuman Centre for Advanced Studies, Florence School of Regulation, July 2010.

Stanic A., *“New EU Rules on the Internal Energy Market and Energy Policy”*, OGEL, March 2011.

Stanislaw J. A., *“El juego de la energía: el nacionalismo de los recursos, la lucha global por la energía y la necesidad de interdependencia mutua”*, Separata del nº 23 de Cuadernos de Energía, Club Español de la Energía, Madrid, 2008.

Stanislaw J. A., *“Cambios en el sector de la energía: el mayor reto para el siglo XXI”*, Cuadernos de Energía nº 15, Club Español de la Energía, Madrid, 2007.

Steinberg F., *“La nueva geopolítica de los hidrocarburos y las relaciones internacionales”*, Análisis del Real Instituto Elcano Documento de Trabajo nº 122-2008, Área de Economía y Comercio Internacional, publicado el 10 de octubre de 2008.

Stern J., *“Security of European Natural Gas Supplies: the impact of the import dependence and liberalization”*, London, 2002.

Traylor D. C., *“Una nueva era para las compañías petroleras estatales: aprovechar las oportunidades”*, Cuadernos de Energía (separata 19: Congreso Mundial del Petróleo), Club Español de la Energía, Madrid, Junio 2008.

Urrea M., *“La Política Energética de la Unión Europea a la luz del Tratado de Lisboa”*, Cuaderno de Estrategia nº 150: Seguridad, modelo energético y cambio climático, Instituto Español de Estudios Estratégicos, Ministerio de Defensa, enero 2011, pp. 131-140.

Valdivielso R., *“Corporate Governance and Takeovers in the Spanish Electricity Sector”*, NETWORK INDUSTRIES QUARTERLY, Vol. 11, nº 1, enero 2009.

Van Agt C., *“Tabula Russia Escape from the Energy Charter Treaty”*, Clingendael International Energy Programme, September 2009.

Van Staden A. y Kreemers B. *“Hacia una Política de Defensa y Seguridad Europea”*, Revista de Política Exterior, p. 76, julio-agosto 2000.

Vivoda V., *“International oil companies and host states: A new bargaining model”*, Research Fellow Griffith Asia Institute, OGEL, March 2011.

Winrow G.M., *“Problems and prospects for the “Fourth Corridor”: the position and role of Turkey in gas transit to Europe”*, Oxford Institute for Energy Studies, June 2009.

Yafimava K. *"The June 2010 Russian-Belarusian Gas Transit Dispute: a surprise that was to be expected"*, Oxford Institute for Energy Studies, July 2010.

Yakemtchouk R., *"L'Union Européenne face a la crise de l'énergie"*, Revue du Marché Commun et de l'Union Européenne, n° 492, octobre-novembre 2005.

Yamani A. Z., *"OPEP: pasado, presente y futuro"*, Conferencia pronunciada en Madrid el 21 de noviembre de 2007, como parte del ciclo de conferencias del Programa de Energía del Real Instituto Elcano.

Youngs R., *"Impasse in Euro-Gulf relations"*, Working Document n° 80, FRIDE, April 2009.

Youngs R., *"Energy: a reinforced obstacle to democracy?"*, Working Document n° 65, July 2008, FRIDE.

Youngs R., *"Oil companies and the EU's external energy policies"*, Estudios de Política Exterior, 2008, pp. 120-124.

Youngs R., *"Europe's External Energy Policy: between geopolitics and the market"*, 278 CEPS Working Document, November 2007.

Youngs R., *"La política energética de Europa: Aspectos económicos, éticos y geopolíticos"*, Open Democracy, 10 de enero de 2007, www.opendemocracy.net.